

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Plano de racionalização energética - Instalações da ATRPT

Luís André Maia de Sousa Lopes

Versão Final

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor José Rui da Rocha Pinto Ferreira
Coorientador: Engenheiro João de Almeida Moreira Queiroz

22 de Janeiro de 2018

Resumo

A presente dissertação enquadra-se no âmbito da eficiência energética e tem por objetivo o estudo energético e financeiro de uma unidade de produção para autoconsumo fotovoltaico, para cobrir uma parte da fatura energética anual do lar de S. Gabriel. Realizar esta dissertação implicou ter presentes conceitos associados à conversão de energia solar em energia elétrica, bem como conhecimentos da tecnologia fotovoltaica atual e ainda de ferramentas de software usadas na previsão de produções de uma dada unidade de autoconsumo.

Numa primeira parte, foi necessário obter os dados mais básicos, como os valores dos consumos da instalação e ainda os valores das radiâncias no local em estudo referentes a uma data específica do ano. Para isso, usou-se o software gratuito online PVGIS disponibilizado pela Comissão Europeia. A obtenção dos consumos, feita no site da EDP Distribuição, permitiu a construção do diagrama de cargas referente à potência ativa consumida a cada intervalo de tempo de 15 minutos.

Numa segunda fase entra em jogo a divisão dos intervalos de tempo por períodos (Cheia, Vazio, SuperVazio e Ponta) tendo, também, em atenção que existe um determinado horário para o período legal de Verão e de Inverno. Com isto, calcularam-se em *Excel* os valores das faturas antes e depois, sendo que a fatura depois entra em linha de conta com a produção conseguida (quando é usado um determinado painel) e com o consumo líquido.

Apresentar-se-á uma lista de materiais a implementar no sistema de autoconsumo como módulos fotovoltaicos, inversores e cablagens.

Por último, é feita uma análise financeira em termos de investimento, remuneração e *payback* que dependem exatamente da potência fotovoltaica instalada no sistema. A potência fotovoltaica proposta para instalação é reduzida (3kW), por forma a dar margem de manobra em termos de investimentos futuros, caso a direção fique satisfeita com esta primeira proposta inicial.

Palavras-Chave: Eficiência Energética, Radiação Solar, Unidade de produção para autoconsumo fotovoltaico, Potência fotovoltaica, *Payback*, Remuneração.

Abstract

The present dissertation falls within the scope of energy efficiency and aims at the energy and financial study of a production unit for self-photovoltaic consumption to cover part of the annual bill of S. Gabriel's home. To carry out this dissertation it was implied to have present concepts associated with solar energy conversion into electrical energy, as well as knowledge of the current photovoltaic technology and software tools used in the forecast of the productions of a given unit of self-consumption. In a first moment, it was necessary to obtain the most basic data such as values of consumptions in the installation and the values of solar radiance referring to a specific date of the year in the place under study. For that matter it was used the free online software PVGIS provided by the European Commission. The consumptions were obtained in EDP Distribution site and allowed the construction of load's diagram referring to the active power consumed at each interval of 15 minutes. In a second phase, the periods were divided by intervals (Peak, Full, Empty and Super Empty) considering that there is a certain time for the legal period of Summer and Winter. With this, the invoice values (before and after) were calculated in Excel, and the later invoice considers the production achieved (when a certain panel is used) and the net consumption. It will be presented a list of materials to be used in the system (like solar modules, invertors and cables). Finally, a financial analysis is made in terms of investment, compensation and payback. The proposal photovoltaic power for installation was reduced to 3kW, to give room for maneuver in terms of future investments, if management is satisfied with this first initial proposal.

Keywords: Energy efficiency, Solar radiation, Production Unit for self-photovoltaic consumption, Photovoltaic Power, Payback, Compensation.

“We have sold ourselves into a fast food model of education, and it's impoverishing our spirit and our energies as much as fast food is depleting our physical bodies.”

Ken Robinson

Agradecimentos

Gostaria numa primeira fase de agradecer à minha família, em especial ao meu pai Fernando, à minha mãe Cristina e ao meu irmão Miguel que sempre me ajudaram a ter um ambiente saudável em termos de trabalho dentro de casa.

Quero igualmente agradecer ao meu orientador, o Professor José Rui Ferreira, que todas as semanas me recebia atenciosamente no seu gabinete, para me tirar as dúvidas, além de me ter fornecido imenso material de estudo e de me ter ensinado diversos conceitos importantes.

Agradeço, igualmente, ao engenheiro João Queiroz, responsável pelo projeto no lar, que também me ajudou bastante, principalmente em termos de entrega de dados e documentos essenciais à realização do projeto, bem como na disponibilidade de transporte, principalmente quando era necessário deslocar-me da faculdade para o Lar.

Agradeço ainda a amigos mais chegados que também tiveram o seu papel decisivo em momentos mais difíceis.

A todos um muito obrigado porque, sem contributo exterior, nunca teria sido possível eu ter completado esta etapa fundamental da minha vida académica.

Luís Lopes

Índice

| | |
|--|----|
| Capítulo 1 | 24 |
| Introdução | 24 |
| 1.1 - Contextualização | 24 |
| 1.2 - Motivação | 24 |
| 1.3 - Objetivos | 25 |
| 1.4- Caso de Estudo | 25 |
| 1.5 - Estrutura da Dissertação | 25 |
| Capítulo 2 | 28 |
| Energia Solar e os seus recursos | 28 |
| 2.1 - Generalidades - Energia Solar | 28 |
| 2.1.1 - Radiação Solar | 28 |
| 2.2.2 - Recurso Solar Europeu e Português | 29 |
| 2.2.3 - Medição da radiância | 32 |
| 2.2.4 - Sistema de Coordenadas Solares | 35 |
| 2.2.5 - Energia Solar, Radiância, Medição da radiância e Geometria Solar | 37 |
| Capítulo 3 | 40 |
| Enquadramento teórico do sistema fotovoltaico e autoconsumo | 40 |
| 3.1 - Sistema Solar Fotovoltaico | 40 |
| 3.1.1 - Conversão fotovoltaica | 40 |
| 3.1.2 - Tipos de células fotovoltaicas | 41 |
| 3.1.3 - Preço dos módulos solares fotovoltaicos | 43 |
| 3.2 - Características elétricas das células fotovoltaicas | 43 |
| 3.2.1 - Curvas das células solares fotovoltaicas | 45 |
| 3.2.2 - Previsão da potência produzida por um painel em condições de temperatura e radiância diferentes das condições standard | 47 |
| 3.2.3 - Ligação série e paralelo de painéis fotovoltaicos | 49 |
| 3.2.4 - Sombreamento e distância entre painéis solares fotovoltaicos | 51 |
| 3.2.5 - Inclinação e orientação dos painéis | 53 |

| | |
|--|----|
| 3.3 - Tipos de sistemas fotovoltaicos | 54 |
| 3.3.1 - Fatores que influenciam o rendimento do sistema fotovoltaico | 56 |
| 3.4 - Componentes de um sistema solar fotovoltaico | 56 |
| 3.4.1 - Módulos fotovoltaicos | 56 |
| 3.4.2 - Associação de módulos em série | 57 |
| 3.4.3 - Associação de módulos em paralelo | 58 |
| 3.4.4 - Associação mista de módulos fotovoltaicos | 59 |
| 3.4.5 - Inversor fotovoltaico | 60 |
| 3.4.6 - Escolha do inversor | 61 |
| 3.4.7 - Modos de configuração de inversores | 62 |
| 3.4.8 - Baterias | 64 |
| 3.4.9 - Controladores de carga | 65 |
| 3.4.10 - Condutores elétricos | 66 |
| 3.4.11 - Fusíveis de Fileira | 68 |
| 3.4.12 -Díodos de bloqueio | 68 |
| Legislação e funcionamento do autoconsumo numa UPAC | 71 |
| 4.1 - Enquadramento Nacional do Autoconsumo | 71 |
| 4.2 - Legislação Atual | 71 |
| 4.3-Conclusão do capítulo 4 | 73 |
| Capítulo 5..... | 76 |
| Dimensionamento de um sistema fotovoltaico nas instalações do lar | 76 |
| 5.1 - Características locais | 76 |
| 5.2 - Informação relativa a dados meteorológicos..... | 77 |
| 5.2.1 - Irradiação..... | 77 |
| 5.2.2 - Orientação dos painéis | 77 |
| 5.2.3 - Características do local de instalação..... | 79 |
| 5.3 - Escolha dos equipamentos necessários | 81 |
| 5.3.1 - Painéis fotovoltaicos escolhidos..... | 81 |
| 5.3.2 - Escolha dos inversores | 81 |

| | |
|--|-----|
| 5.3.3 - Cálculo do número de módulos fotovoltaicos e de inversores (caso 1) | 82 |
| 5.3.4 - Dimensionamento dos inversores | 83 |
| 5.3.5 - Verificação das tensões e correntes..... | 84 |
| 5.3.6 - Dimensionamento das cablagens no PVSOL | 85 |
| 5.3.7 - Dimensionamento dos cabos a usar | 88 |
| 5.3.8 - Constituição do sistema | 93 |
| Produção fotovoltaica e análise financeira | 96 |
| 6.1 - Produção fotovoltaica do sistema de 3Kw..... | 96 |
| 6.1.1 - Obtenção dos dados meteorológicos | 96 |
| 6.1.2 - Diagrama de cargas diário do Lar | 97 |
| 6.1.3 - Divisão dos períodos horários e cálculo da fatura “antes” com base nas tarifas | 97 |
| 6.1.4 - Cálculo da produção fotovoltaica para um sistema de 3Kw..... | 101 |
| 6.1.5 - Produções mensais conseguidas..... | 102 |
| 6.1.6 - Comparação de produções em diferentes softwares | 103 |
| 6.1.7 - Cálculo do consumo líquido fotovoltaico e determinação da fatura “depois” 106 | |
| 6.2 - Estudo da viabilidade financeira do sistema de 3kW | 109 |
| 6.2.1 - Análise financeira de sistema de 3Kw para um preço indicativo | 109 |
| 6.2.2 - Conclusão da Viabilidade Financeira | 114 |
| Conclusões e trabalhos futuros | 117 |
| 7.1- Conclusões retiradas do projeto..... | 117 |
| 7.2 - Trabalhos futuros | 117 |
| Referências..... | 120 |
| Anexo A | 125 |
| Anexo B | 129 |
| Painel Fotovoltaico Escolhido | 129 |
| Anexo C | 131 |
| Inversor Escolhido | 131 |
| | 132 |

| | |
|--|------------|
| | 133 |
| Anexo D | 134 |
| Simulação obtida no PVSYST para uma potência instalada de 3kW | 134 |

Lista de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1-Diversos tipos de radiação | 29 |
| Figura 2-Superfícies de absorção | 29 |
| Figura 3-Potencial fotovoltaico mundial..... | 30 |
| Figura 4-Insolação média em Portugal | 30 |
| Figura 5-Dependência energética em Portugal até 2012 | 31 |
| Figura 6-Tipos e percentagens de energia produzidas em Portugal | 32 |
| Figura 7-Exemplo de montagem de um pireliómetro..... | 33 |
| Figura 8-Piranómetro típico..... | 33 |
| Figura 9-Disposição dos dados no PVGIS | 34 |
| Figura 10-Dados introduzidos no PVGIS | 34 |
| Figura 11-Ficheiro obtido no PVGIS..... | 35 |
| Figura 12-Trajectoria terrestre ao longo do ano | 35 |
| Figura 13-Inclinação que origina a variação sazonal da radiância | 36 |
| Figura 14-Variação da declinação terrestre ao longo da trajetória..... | 37 |
| Figura 15-Ângulos característicos no estudo solar | 37 |
| Figura 16-Fósforo na camada n..... | 41 |
| Figura 17-Estrutura da célula fotovoltaica | 41 |
| Figura 18-comparação do tipo de células fotovoltaicas | 42 |
| Figura 19-Efeito de Swanson no custo das células fotovoltaicas de silício cristalino..... | 43 |
| Figura 20-Circuito equivalente simplificado da célula fotovoltaica | 44 |
| Figura 21- Corrente elétrica em função da tensão | 45 |
| Figura 22-Curva I-V perante alteração da radiância..... | 46 |
| Figura 23-Curva I-V perante alteração da temperatura..... | 46 |
| Figura 24-Curva da potência em função da corrente numa célula fotovoltaica | 47 |
| Figura 25-Disposição da corrente de curto-circuito em condições standard na datasheet | 48 |

| | |
|--|----|
| Figura 26-Coeficiente da temperatura na datasheet | 48 |
| Figura 27-Montagem de dois painéis solares em série | 49 |
| Figura 28-Alteração no traçado I-V com a montagem de dois painéis fotovoltaicos iguais em série..... | 50 |
| Figura 29-Montagem de dois painéis solares em paralelo | 50 |
| Figura 30-Alteração no traçado I-V quando se montam dois painéis iguais em paralelo..... | 51 |
| Figura 31-Sombreamento em dois módulos | 52 |
| Figura 32-Sombreamento de duas fileiras | 52 |
| Figura 33-Disposição de fileiras de painéis..... | 53 |
| Figura 34-Sistema fotovoltaico autónomo típico..... | 55 |
| Figura 35-Sistema conectado à rede | 55 |
| Figura 36-Poeira nos painéis fotovoltaicos | 56 |
| Figura 37-Encadeamento em série de várias células fotovoltaicas | 57 |
| Figura 38-Célula, módulo, painel e array fotovoltaicos | 57 |
| Figura 39-Ligação em série de módulos fotovoltaicos..... | 58 |
| Figura 40-Variação da tensão com módulos em série | 58 |
| Figura 41-Ligação em paralelo de módulos fotovoltaicos | 59 |
| Figura 42-Variação da corrente com a ligação de módulos fotovoltaicos em paralelo..... | 59 |
| Figura 43-Associação mista de módulos fotovoltaicos | 60 |
| Figura 44-Ligação do inverso | 61 |
| Figura 45-Eschema com inversor central | 62 |
| Figura 46-Topologia com inversores de fileiras..... | 63 |
| Figura 47-Aspetto de um microinversor..... | 64 |
| Figura 48-Eschema simplificado de uma célula eletroquímica | 64 |
| Figura 49-Reações químicas de um acumulador de chumbo no processo de descarga (figura esquerda) e de carregamento (figura direita) | 65 |
| Figura 50-Exemplo de esquema de instalação de sistema fotovoltaico..... | 66 |
| Figura 51-Módulos fotovoltaicos em série com díodos de bloqueio..... | 69 |
| Figura 52-Localização do lar de S. Gabriel em Valadares | 76 |

| | |
|--|-----|
| Figura 53-Colocação de dados no PVSYST | 78 |
| Figura 54-Otimização da inclinação dos painéis no PVGIS | 78 |
| Figura 55-Local de instalação dos painéis | 79 |
| Figura 56-Zona de instalação dos painéis a preto..... | 80 |
| Figura 57-Diagrama solar obtido para Valadares | 80 |
| Figura 58- Localização futura dos módulos fotovoltaicos | 85 |
| Figura 59- Escolha dos módulos fotovoltaicos no PVSOL..... | 86 |
| Figura 60-Dimensionamento dos inversores no PVSOL | 86 |
| Figura 61-Fator de dimensionamento | 87 |
| Figura 62- Formato das cablagens produzido pelo PVSOL | 87 |
| Figura 63-Comprimentos das cablagens dados pelo PVSOL..... | 88 |
| Figura 64-Curva a frio do fusível de 10A..... | 91 |
| Figura 65-Disposição dos dados das radiâncias em Excel | 96 |
| Figura 66-Diagrama de cargas do lar de 15 em 15 minutos | 97 |
| Figura 67-Tipo de contrato do lar..... | 98 |
| Figura 68-Tarifas a usar em 2016 | 99 |
| Figura 69-Tarifas a usar em 2017 | 99 |
| Figura 70-Produção obtida para diferentes meses..... | 102 |
| Figura 71-Comparação de produções no Verão e no Inverno | 103 |
| Figura 72-Dados a introduzir no PVGIS | 103 |
| Figura 73-Orientação adotada no PVSYST | 104 |
| Figura 74-Configuração do sistema fotovoltaico no PVSYST | 105 |
| Figura 75-Produção obtida no PVSYST | 105 |
| Figura 76-Coluna relativa ao consumo líquido em Excel..... | 107 |
| Figura 77-Valores das despesas das faturas anuais antes e depois | 108 |
| Figura 78-Decréscimo anual da eficiência do painel | 110 |
| Figura 79-Parâmetros usados no Solver do Excel..... | 111 |

Lista de tabelas

| | |
|--|-----|
| Tabela 1-Resumo da legislação sobre autoconsumo | 73 |
| Tabela 2-Dados da radiação no PVGIS | 77 |
| Tabela 3-Dados relativos à inclinação do sistema no PVGIS..... | 79 |
| Tabela 4-Características do painel escolhido | 81 |
| Tabela 5-Características dos inversores escolhidos..... | 82 |
| Tabela 6-Intensidades máximas admissíveis para condutores de cobre | 89 |
| Tabela 7-Preços exatos dos componentes do sistema | 93 |
| Tabela 8-Horários dos diferentes períodos | 98 |
| Tabela 9-Produções anuais no PVGIS | 104 |
| Tabela 10-Desvios face ao valor calculado | 106 |
| Tabela 11-Fluxos Anos 0 e 1 | 112 |
| Tabela 12-Fluxos Anos 2 3 4 e 5..... | 112 |
| Tabela 13-Fluxos Anos 6 7 8 e 9..... | 113 |
| Tabela 14-Valor atual líquido obtido para o projeto | 113 |

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

| | |
|---------|---|
| AC | <i>Alternating Current</i> |
| AM | <i>Air Mass</i> |
| BT | Baixa Tensão |
| BTE | Baixa Tensão Especial |
| CERTIEL | Associação Certificadora de Instalações Elétricas |
| CdTe | <i>Cadmium Telluride</i> |
| CF | <i>Cash-Flow</i> |
| DC | <i>Direct Current</i> |
| EDP | Energias de Portugal |
| EU | União Europeia |
| FEUP | Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto |
| FF | Fator de Forma |
| IMPIC | Instituto dos Mercados Públicos, do Imobiliário e da Construção |
| MPP | <i>Maximum Power Point</i> |
| MPPT | <i>Maximum Power Point Tracking</i> |
| NOCT | <i>Normal Operating Cell Temperature</i> |
| PVGIS | <i>System, Photovoltaic Geographical Information</i> |
| RESP | Redes do Sistema Elétrico de Serviço Público |
| SI | Sistema Internacional |
| STC | <i>Standard Test Conditions</i> |
| TEP | Tonelada Equivalente de Petróleo |
| TIR | Taxa Interna de Retorno |
| UPAC | Unidade de Produção para Autoconsumo |
| UPP | Unidade de Pequena Produção |
| VAL | Valor Atual Líquido |

Lista de símbolos

| | |
|--------------|--------------------------------------|
| α - | Inclinação do painel fotovoltaico |
| A | Ampere |
| β - | Ângulo mínimo solar a 22 de Dezembro |
| C | Carbono |
| ΔU - | Queda de tensão |
| b - | Comprimento do painel fotovoltaico |
| h - | Altura |
| k - | Constante de Boltzman |
| Km | quilómetro |
| MW | megawatt |
| m^2 | metro quadrado |
| Wh | watt-hora |
| ° | Grau |
| V | Volt |
| W | Watt |
| W | Watt-Pico |
| Mm | milímetro |
| € | euro |
| Ω | ohm |
| % | percentagem |
| d - | Afastamento entre fileiras |
| θ_z - | Distância zenital |
| γ_s - | Elevação Solar |

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Contextualização

Os combustíveis fósseis resultam da ocorrência de processos naturais, como a decomposição de organismos mortos e são primariamente usados para a combustão. Caracterizam-se por terem uma elevada quantidade de carbono (C) na sua constituição. É sabido, igualmente, que o Conselho do Ambiente da União Europeia (EU) se comprometeu a reduzir em pelo menos 40% as emissões poluentes provenientes de gases com efeitos de estufa. Desta forma, é de esperar um maior apoio e sustento a formas de energias renováveis, tal como abordado aquando da Cimeira do Clima em Lima [3].

Apesar do consumo dos combustíveis fósseis em Portugal ter sofrido uma pequena descida face a 2016, onde se consumiu cerca de 14855 TEP, ainda é obrigatório um uso superior de energia proveniente de fontes renováveis como a energia solar, eólica, geotérmica, hídrica e biomassa.

Não obstante Portugal ter tido um crescimento abrupto no que toca à utilização de fontes de energia renovável, de notar que no caso da energia eólica, Portugal foi o quarto país que mais se desenvolveu em 2016 [1], relativamente ao setor fotovoltaico, apesar do potencial, o crescimento tem sido lento. Em 2016, a energia solar fotovoltaica garantiu apenas 2.4% da produção em Portugal [4]. As previsões otimistas acerca do aumento em 20 vezes da capacidade instalada do solar fotovoltaico até 2030 não se tem verificado para já. Para contrariar esta situação, o gabinete de Estado da Energia Português já informou que Portugal irá ter 14 novas centrais solares fotovoltaicas [2], perfazendo um investimento total de cerca de 380 milhões de euros, o que permitirá ao país aumentar a sua capacidade instalada em mais de 500 megawatts.

1.2 - Motivação

O uso da energia solar para produção de eletricidade é uma prática relativamente recente e que cada vez tem sido mais incorporada em Portugal, apesar do fraco crescimento ao longo dos anos.

A grande vantagem da integração de um sistema de autoconsumo ligado à rede é a de permitir reduzir despesas resultantes do consumo de eletricidade numa dada instalação. Uma outra vantagem prende-se com o fato de se poder orientar a produção fotovoltaica para o consumo total de todos os equipamentos ao longo do dia (metodologia mais geral), ou ainda de

permitir uma produção mais específica para um dado equipamento que consome mais potência ativa.

Conhecer o espaço disponível para instalação do sistema solar fotovoltaico é um dos grandes obstáculos na modelização de todo o processo. Uma boa poupança em termos energéticos com recurso a um sistema fotovoltaico está dependente do correto dimensionamento desse mesmo sistema (em termos de componentes e de perdas energéticas). Esse sistema fará, igualmente, sentido se tiver retorno financeiro ao longo do tempo de vida útil de todos os equipamentos que o constituem.

1.3 - Objetivos

O grande objetivo desta dissertação diz respeito à implementação de um sistema de autoconsumo fotovoltaico nas instalações da ATRPT em Valadares que respeite o espaço disponível e que seja economicamente viável durante o período para o qual estará a produzir energia.

Apresentar-se-á um sistema com uma potência fotovoltaica instalada mais baixa do que originalmente planeado, por forma a permitir ao grupo de decisão do lar a opção de instalar a outra porção de potência, caso fique satisfeito com as reduções na fatura obtidas graças à primeira proposta com potência instalada mais baixa.

1.4- Caso de Estudo

O Caso de estudo consiste na implementação de um sistema fotovoltaico ligado à Rede nas instalações da ATRPT, localizada em Valadares. Apresentar-se-á uma proposta ao lar que é definida por uma baixa potência instalada. Essa solução deverá produzir resultados satisfatórios a nível de redução de consumos e de abaixamento do valor das faturas. Deverá igualmente ser rentável a nível financeiro ao longo do período de vida útil do sistema. As grandes variáveis para apresentação da proposta são os dados relativos aos consumos do Lar, obtidos do site EDP distribuição bem como as características do contrato empregue a nível de fatura.

Os dados da radiação solar utilizados para o cálculo da produção do sistema fotovoltaico foram obtidos com a ajuda do *software* PVGIS, disponibilizado online pela Comissão Europeia.

1.5 - Estrutura da Dissertação

No primeiro capítulo procede-se à realização de um breve enquadramento da dissertação, para além de se enunciar as motivações, os objetivos e o caso em estudo. É feito, igualmente, um pequeno agradecimento a todas as pessoas que contribuíram para o bom funcionamento do projeto.

No segundo capítulo apresenta-se uma revisão bibliográfica relativa à radiação solar e ao estado da energia solar a nível europeu e, mais concretamente, em Portugal.

No terceiro capítulo é feita uma abordagem ao funcionamento e componentes de um sistema solar fotovoltaico, incidindo na normal constituição do sistema, as tecnologias existentes no mercado e o modo como esses mesmos componentes funcionam.

O quarto capítulo incide sobre o modo como o autoconsumo pode atuar face à legislação existente abordando, ainda, aspetos essenciais no Decreto-Lei nº153/2014 que retrata o regime jurídico que se aplica às Unidades de Produção para Autoconsumo. É feita, ainda, uma breve descrição do modo como o autoconsumo funciona, bem como as suas vantagens, desvantagens e aspetos passíveis de serem melhorados. Explicar-se-á, ainda, os diferentes tipos de autoconsumo bem como os seus objetivos.

O quinto capítulo trata da escolha dos componentes para o sistema e o seu dimensionamento.

No sexto capítulo analisa-se mais pormenorizadamente os resultados obtidos dando ênfase à produção fotovoltaica conseguida para a potência instalada e apresenta-se um breve estudo financeiro desse sistema.

O sétimo capítulo conclui a dissertação. Neste capítulo são enunciadas as conclusões que se retiram deste trabalho, com referência a possíveis trabalhos futuros.

Capítulo 2

Energia Solar e os seus recursos

2.1 - Generalidades - Energia Solar

2.1.1 - Radiação Solar

A Terra percorre uma trajetória elítica à volta do Sol e é sabido que a radiação solar incidente na superfície terrestre é inversamente proporcional ao quadrado da distância em relação ao sol. Haver uma unidade que meça a distância Terra-Sol é fundamental. Essa unidade é denominada unidade astronómica. O valor $1UA = 1.496 \times 10^8 \text{ km}$ representa o valor médio dessa unidade. No estudo solar, importa salientar que essa distância é maior no Inverno e menor no Verão, pelo que a distância Terra-Sol pode variar entre $1.47 \times 10^8 \text{ km}$ e $1.52 \times 10^8 \text{ km}$, o que leva a que a radiância varie entre 1325 W/m^2 e 1412 W/m^2 aproximadamente. Dos mais de 60 MW/m^2 que saem da superfície solar apenas 1 kW/m^2 chega à superfície terrestre. Por outro lado, a irradiação extraterrestre (irradiação fora da atmosfera) é atenuada na atmosfera por causas variadas:

- A banda visível do espectro (305-750nm) que é basicamente metade da energia, na presença de nuvens, tem cerca de 80% de reflexão para o espaço;
- O vapor de água e o dióxido de carbono absorvem parte da radiação infravermelha (>750nm);
- A radiação ultravioleta (>035nm) é eliminada na camada de ozono;

Quando se calcula a produção fotovoltaica, importa conhecer a radiação global em toda a banda do espectro solar. Note-se que a radiância é toda a potência que incide na superfície por unidade de área e é medida em (kW/m^2). A radiação Solar que consegue chegar à superfície terrestre que não tenha sofrido fenómenos de dispersão na atmosfera, designa-se por radiação Solar direta. Uma outra radiação, como já referido, interage com componentes atmosféricas e chega à superfície modificada, tendo o nome de radiação solar difusa. Para o cálculo fotovoltaico importa conhecer a soma das duas frações, isto é, a radiação global.

$$\text{Radiação Global } (W/m^2) = \text{Radiação direta}(W/m^2) + \text{Radiação difusa}(W/m^2) \quad (2.1)$$

A figura 1 apresenta um esquema da distribuição da radiação:

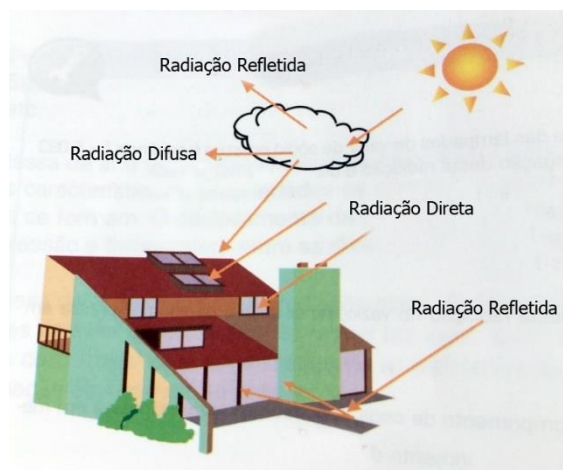


Figura 1-Diversos tipos de radiação

É importante, ainda, referir que o fator relativo ao ângulo de incidência dos raios solares leva a que a área da superfície atingida pelo Sol seja muito diferente, isto é, uma maior inclinação leva à existência de uma menor concentração de radiação solar, pelo que a quantidade de calor no espaço é mais baixa (figura 2).

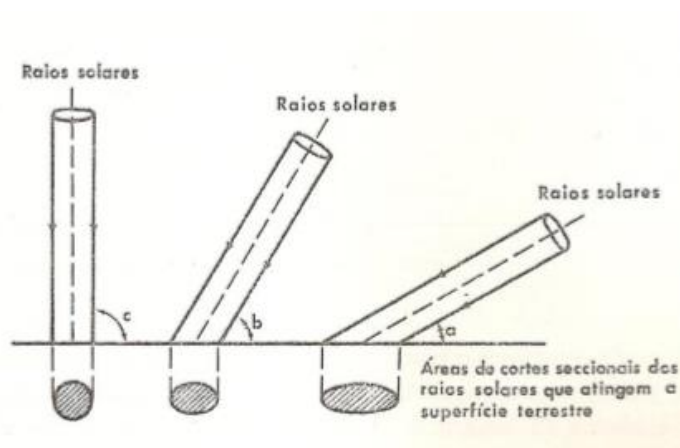


Figura 2-Superfícies de absorção

2.2.2 - Recurso Solar Europeu e Português

A radiação toma diferentes valores consoante a localidade, apresentando valores mais elevados em regiões mais próximas do equador. Em termos europeus, Portugal e quase todos os países junto ao largo do mediterrâneo apresentam elevado potencial fotovoltaico, ou seja, maiores quantidades de radiação anuais como se observa na figura 3.

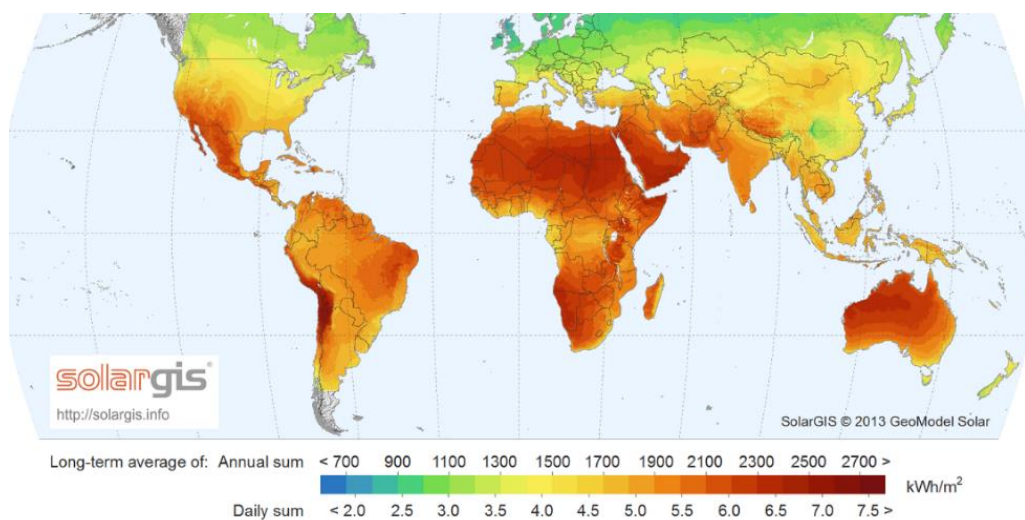


Figura 3-Potencial fotovoltaico mundial

Em Portugal, mais concretamente, retrata-se o espectro da incidência solar com recurso à figura 4.



Figura 4-Insolação média em Portugal

A quantidade de radiação solar incidente numa determinada zona do globo depende muito da latitude desse lugar. A latitude acaba por definir a forma como os raios solares atingem a

superfície. De uma maneira geral, com o aumento da latitude, aumenta o grau de inclinação dos raios solares, logo a espessura da atmosfera atravessada aumenta bem como a superfície que é aquecida, o que acaba por explicar que quanto maior a latitude menor a temperatura. Em Portugal, a radiação aumenta de Norte para Sul e, com a diminuição da nebulosidade, há um aumento de radiação do litoral para o interior.

Conclui-se que a abundância do recurso solar em Portugal é excelente. No entanto, o recurso da radiação solar tem sido mal aproveitado, principalmente quando se quer projetar sistemas fotovoltaicos. A tendência europeia, mesmo em países com menor insolação, é de aumentar o aproveitamento enquanto que em Portugal esse aumento tem sido discreto. Um outro problema a nível nacional diz respeito à grande dependência portuguesa a nível energético, principalmente no que toca a petróleo e gás natural. Em 2005 a taxa de dependência energética em Portugal atingia níveis históricos (88.6%), isto é, Portugal importava aproximadamente dois terços da energia consumida. Essa alta dependência tem vindo a diminuir (figura 5), apesar de ainda não se encontrar em níveis satisfatórios.

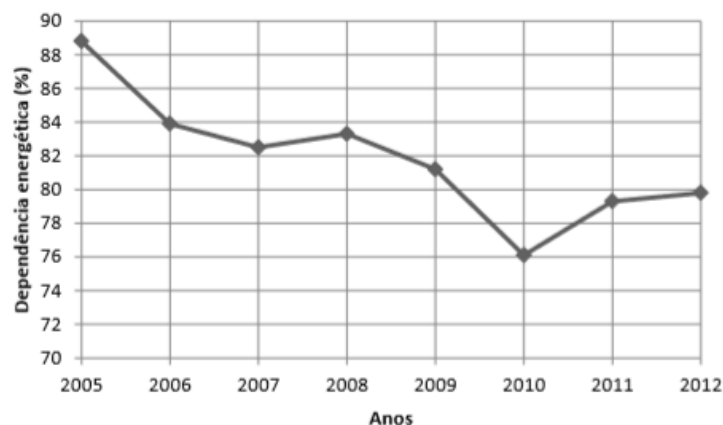


Figura 5-Dependência energética em Portugal até 2012

Em 2016 já essa mesma dependência se encontrava abaixo dos valores registados em 2012 (74.8%), mas, ainda assim, abaixo dos valores recorde obtidos em 2014 (73.7%) [6].

Apesar da grande dependência portuguesa a nível energético, Portugal tem apostado nas energias renováveis. Já a partir de 2012 a capacidade instalada para produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis era superior a 10 000 MW.

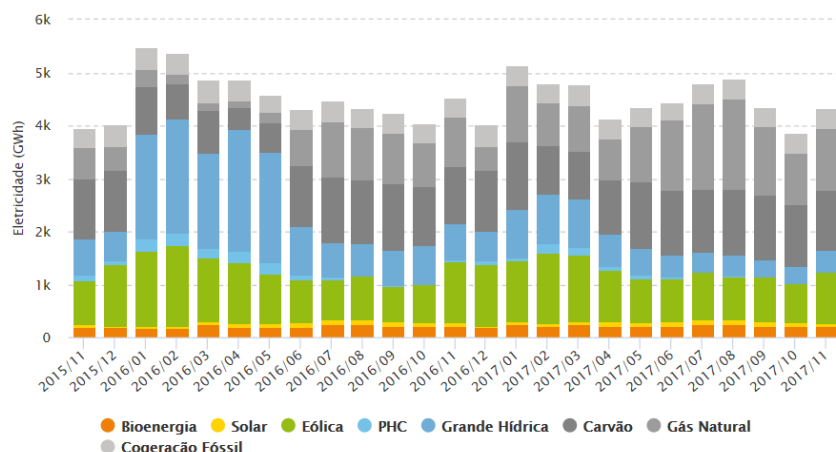


Figura 6-Tipos e percentagens de energia produzidas em Portugal [8]

Uma característica comum ao longo do intervalo apresentado na figura 6 é a fraca porção em termos de produção de energia em função da radiação Solar. De fato, em 2017 a energia solar produzida é de 55GWh apenas, principalmente quando se compara com a produção a partir do carvão e que é cerca de 1120GWh.

Há certamente muito espaço de manobra para o crescimento do mercado fotovoltaico em Portugal, muito graças à radiação incidente, que é elevada. O fraco crescimento vem, também, aliado à fraca implementação de sistemas fotovoltaicos em áreas urbanas e ao fraco aproveitamento do potencial das zonas a estudar.

2.2.3 - Medição da radiação

A radiação solar é essencial para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico e, como tal, a sua medição deverá ser o mais correta possível.

Um dos instrumentos para medição da radiação direta proveniente do Sol é o pireliómetro. Funciona basicamente como uma janela que capta a luz solar convertendo o calor num sinal elétrico. Há possibilidade de gravação desse sinal elétrico em forma de tensão para posterior conversão na unidade SI da radiação (W/m^2). Normalmente monta-se o aparelho segundo uma estrutura que segue o percurso solar (rastreador). Essa montagem é apresentada na figura 7.

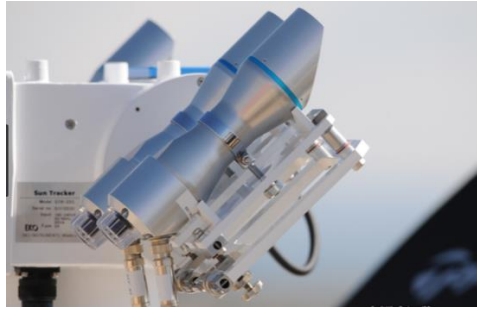


Figura 7-Exemplo de montagem de um pireliómetro

O pireliómetro tem a desvantagem de não conseguir medir corretamente a radiação difusa, ou seja, a radiação segundo condições atmosféricas não favoráveis, principalmente a nível de nebulosidade. É graças a este fato que se recorre a um aparelho mais avançado que mede tanto a radiação direta como a radiação difusa. O piranómetro mede a radiação global função da soma da radiação direta com a radiação difusa. Não precisa de significativa energia externa para atuar e é maioritariamente concebido para operar em superfícies planas. Funciona à base de um sensor baseado em termopilhas que mede a banda da densidade do fluxo da radiação (figura 8).



Figura 8-Piranómetro típico

Na maioria das vezes e, principalmente em questões de projeto, não existem aparelhos deste tipo capazes de medir com boa precisão os valores das radiações no local. O fato de não existirem dados históricos no local em estudo acaba por dificultar ainda mais a missão de obtenção de valores das radiações. No entanto, existem ferramentas online que disponibilizam, com certo grau de aproximação, os valores das radiações com base na localização geográfica.

É possível obter valores de radiação no PVGIS (*System, Photovoltaic Geographical Information*). Escolhendo como região de estudo a Europa, fica-se com uma página fácil de operar, já que apenas é necessário colocar as coordenadas geográficas do local que se pretende analisar (figura 9).



Figura 9-Disposição dos dados no PVGIS

Após introdução das coordenadas do local, é, ainda, preciso colocar os dados relativos à inclinação do painel fotovoltaico a usar. Assim sendo, obtém-se um conjunto de informações dadas pela figura 10.

Figura 10-Dados introduzidos no PVGIS

Para além de retirar dados relativos à produção fotovoltaica, como se irá ver mais adiante, é também possível obter os valores das radiâncias para todos os meses do ano. Ao clicar no separador relativo à radiação diária é possível descarregar, com intervalos de 15 minutos, os valores das radiâncias em qualquer mês que se deseje (figura 11). É preciso ter em consideração que os resultados têm como base valores medidos entre 1998 e 2010. Para além disso, existe o problema relativo à repetição das radiâncias, uma vez que para todos os dias do mês, os valores das radiâncias são iguais. No entanto, estes valores são válidos e úteis para um futuro cálculo da produção fotovoltaica.

| | | | |
|---------------------------------|-----------------|------|--|
| Latitude: | 41°5'26" North, | | |
| Longitude: | 8°38'44" West | | |
| Results for: | January | | |
| Inclination of plane: | 35 | deg. | |
| Orientation (azimuth) of plane: | 0 | deg. | |
| Time | G | Gd | |
| 07:37 | 110 | 46 | |
| 07:52 | 165 | 72 | |
| 08:07 | 206 | 83 | |
| 08:22 | 245 | 94 | |
| 08:37 | 283 | 103 | |
| 08:52 | 317 | 112 | |
| 09:07 | 350 | 119 | |
| 09:22 | 380 | 126 | |
| 09:37 | 407 | 131 | |
| 09:52 | 432 | 136 | |
| 10:07 | 454 | 141 | |
| 10:22 | 473 | 144 | |
| 10:37 | 490 | 147 | |
| 10:52 | 504 | 150 | |
| 11:07 | 515 | 151 | |
| 11:22 | 523 | 153 | |
| 11:37 | 529 | 154 | |
| 11:52 | 532 | 154 | |
| 12:07 | 532 | 154 | |
| 12:22 | 529 | 154 | |
| 12:37 | 523 | 153 | |
| 12:52 | 515 | 151 | |

Figura 11-Ficheiro obtido no PVGIS

Relativamente à figura 11, os valores que nos interessam são os da radiância global, dados pela letra G. O cálculo da energia produzida pelo sistema fotovoltaico depende, apenas, dos valores das radiâncias globais.

2.2.4 - Sistema de Coordenadas Solares

A Terra descreve uma órbita elítica em torno do sol (figura 12), logo é de esperar que existam alturas do ano onde a distância Sol-Terra é maior e outras alturas em que é menor.

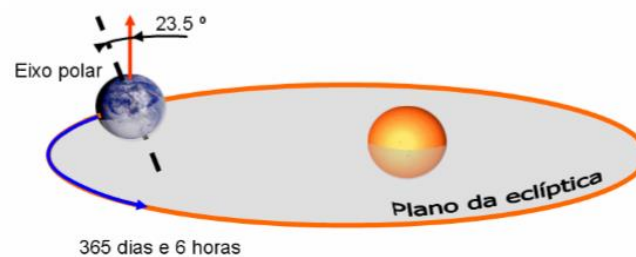


Figura 12-Trajétória terrestre ao longo do ano

Um observador, que se situe num ponto da superfície Terrestre, não vê o Sol sempre na mesma posição. Para além de ver o Sol tomar diferentes posições ao longo do dia, resultado de um movimento de rotação da Terra em torno do seu eixo polar, vê, igualmente, diferentes posições solares consoante as diferentes estações do ano. Designando a eclíptica como sendo a órbita elítica da Terra em torno do sol, podem ser referidos alguns fatores. O eixo sobre o qual

a Terra tem o seu próprio movimento de rotação mantém-se paralelo a si próprio durante o movimento de translação. Esse eixo de rotação faz um ângulo de 24.45° com a direção normal ao plano da eclíptica e essa inclinação é que é responsável pelas variações que ocorrem sazonalmente em termos de radiância solar incidente (figura 13).

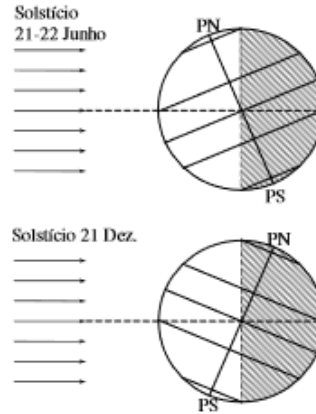


Figura 13-Inclinação que origina a variação sazonal da radiância

Uma primeira variável a ser referida no estudo das coordenadas solares é a declinação solar. A declinação solar δ_s é o ângulo entre o plano do equador e a reta que define os centros do Sol e da Terra. Essa mesma declinação varia entre -23.45° no solstício de Inverno a 21 de dezembro e $+23.45^\circ$ no solstício de Verão a 21 ou 22 de junho. Ela é nula aquando dos equinócios da Primavera e do Outono, resultando numa duração do dia igual à duração da noite.

É possível obter uma expressão capaz de dar a declinação Solar a cada dia do ano, bastando apenas saber o número de dias do ano n .

$$\sin \delta_s \cong \sin 23.45^\circ \times \sin \left(\frac{360 \times (284 + n)}{365} \right)^\circ \quad (2.2)$$

Em que:

n – Número de dias do ano;

A latitude L , que está dependente do local que se considera, representa o ângulo medido entre o equador e o paralelo que passa por esse mesmo local. Por outro lado, a longitude l representa um ângulo medido entre o semimeridiano de Greenwich e o semimeridiano local.

Ao estudar-se a energia Solar considera-se como referencial a Terra, rodando o sol à volta dessa Terra (figura 14).

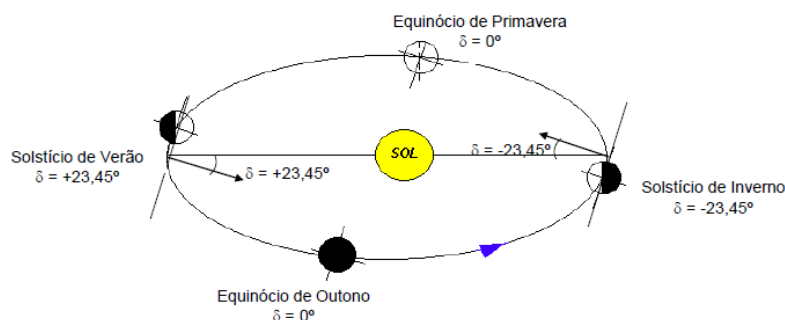


Figura 14-Variação da declinação terrestre ao longo da trajetória

Importa, também, referir outros conceitos referentes aos planos para os quais se projetam os ângulos. Define-se zénite como sendo a direção vertical sobre o plano horizontal. Se tomarmos como referência o Pólo Norte, o ângulo do zénite relativamente ao mesmo será de $90^\circ - \theta$, sendo θ a latitude L .

A distância zenital θ_z não é uma medida de comprimento, mas antes um ângulo que compreende o zénite e a irradiação direta no plano. A elevação solar é o ângulo complementar à distância zenital θ_z , isto é, $\gamma_s = 90^\circ - \theta_z$, representando o ângulo entre o plano horizontal e a irradiação direta no plano. Existe ainda um outro ângulo que é o azimuth solar φ_s , que representa o ângulo entre a direção Sul e a projeção da linha Sol-Terra sobre a horizontal. Para oeste é negativo e para este positivo (figura 15).

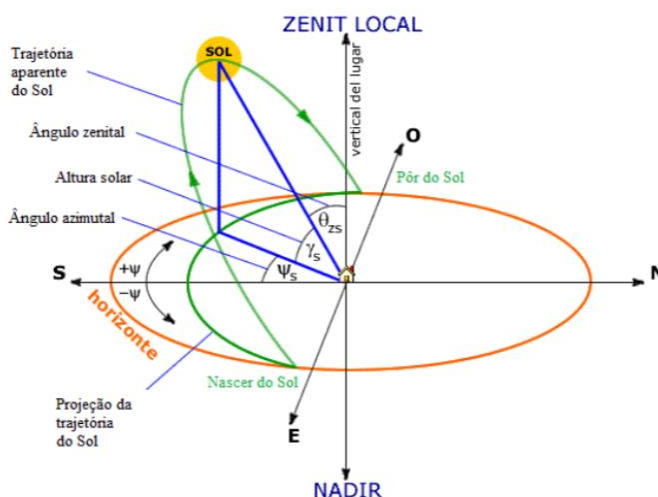


Figura 15-Ângulos característicos no estudo solar

2.2.5 - Energia Solar, Radiância, Medição da radiância e Geometria Solar

A energia Solar é, teoricamente ilimitada, contudo a maneira como é usada influencia a forma como a produção é conseguida. Portugal, apesar da excelente localização geográfica e

que lhe trás vantagens a nível de radiação incidente, ainda não é capaz de fazer da energia solar fotovoltaica uma forma de energia influente. Muitos são os motivos por detrás da fraca importância da mesma, nomeadamente o fraco investimento fotovoltaico em zonas urbanas. Muitas das vezes, os sistemas a instalar são mal projetados e os proveitos acabam por não ser os mais satisfatórios. O sistema de coordenadas solares é um estudo que deveria ser feito antes da implementação do projeto.

Medir a radiância incidente constitui uma medida muito importante para o estudo da produção fotovoltaica. Como a medição rigorosa da radiância está dependente do uso de aparelhos dispendiosos, existem inúmeros softwares de medição de radiação que apresentam resultados satisfatórios, principalmente quando se tem em conta o custo benefício dos mesmos.

Capítulo 3

Enquadramento teórico do sistema fotovoltaico e autoconsumo

3.1 - Sistema Solar Fotovoltaico

Um sistema solar fotovoltaico é capaz de gerar energia elétrica através da radiação solar. Um sistema básico residencial destinado à produção de energia elétrica possui um vasto número de equipamentos.

O painel fotovoltaico, o inversor AC/DC, as baterias e controladores de carga são aparelhos usualmente estabelecidos em conjunto com o propósito de independência energética por parte do cliente.

3.1.1 - Conversão fotovoltaica

A conversão fotovoltaica baseia-se no princípio do efeito fotoelétrico que foi desenvolvido por *Albert Einstein*.

Quando uma radiação eletromagnética atinge a superfície de um metal, determinados elétrons podem sair dessa mesma superfície. Essas partículas designam-se por fotoelétrons. Um fóton de determinada radiação incidente é unicamente absorvido por um único elétron na superfície do metal.

A célula fotovoltaica de silício cristalino é composta por duas camadas de silício que são dopadas de formas diferente com impurezas. Existe uma camada n que se encontra orientada para o Sol, estando dopada com fósforo (P) (figura 16). A camada inferior p é dopada positivamente com elementos do terceiro grupo da tabela periódica, mais ocasionalmente o boro(B). Entre as partes frontal e posterior estão impressos contatos metálicos. A parte frontal da célula fotovoltaica é feita de dióxido de titânio ou nitreto de silício, devendo ser o mais transparente possível. Na captação da energia solar existem perdas associadas à reflexão e até ao sombreamento. Existe ainda uma parte da energia que não é aproveitada e que acaba por ser transformada em calor.

A radiação solar, que incide na superfície n, tem uma parte refletida, uma que atravessa a célula fotovoltaica e ainda uma que é absorvida pela célula. Essa parte que é absorvida contém energia suficiente para fazer transitar os elétrons da banda de valência para uma banda de maior energia que é a banda de condução. Desta forma, surgem lacunas e consequente criação de pares elétron-lacuna.

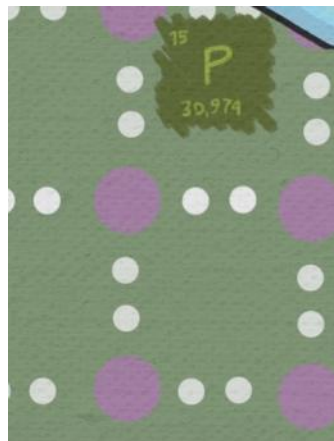


Figura 16-Fósforo na camada n

Geralmente os materiais das células fotovoltaicas possuem átomos que realizam quatro ligações com os seus vizinhos, mantendo os seus elétrons presos. A camada tratada com fósforo é deixada com elétrons extra. A camada com boro tem uma carência de elétrons.

A criação da junção p-n (figura 17) provoca a criação do campo elétrico \vec{E} , ocorrendo o intercâmbio de portadores entre os componentes p-n durante o processo. As lacunas do material do tipo p movem-se para a base da célula, enquanto que os elétrons no material da camada se movem para a superfície superior. Segundo o efeito fotovoltaico e, por causa da polarização, os elétrons viajam apenas para o lado negativo e as lacunas para o positivo. Quando é atingido o equilíbrio na junção p-n e ligando os terminais a um circuito que se fecha exteriormente, cria-se uma diferença de tensão que gera corrente.

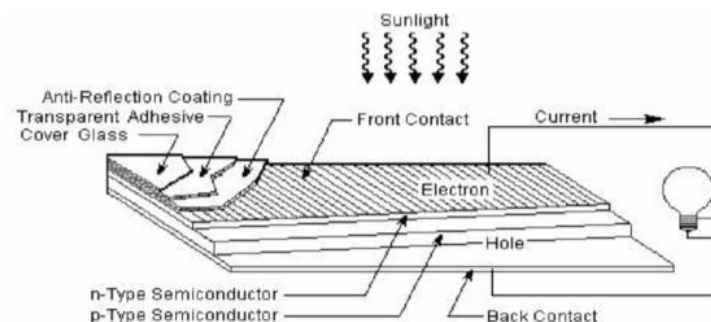


Figura 17-Estrutura da célula fotovoltaica

3.1.2 - Tipos de células fotovoltaicas

As células fotovoltaicas de silício cristalino diferenciam-se quanto aos processos de fabrico, de tecnologia bem como de material usado na sua constituição [10] (figura 18).

Célula de silício monocristalino: formada por silício cristalino e inserida nas tecnologias de primeira geração. É uma tecnologia já antiga, mas que, no entanto, continua a ser usada em investigações no desenvolvimento de novos produtos muito graças à sua enorme eficiência

no processo de conversão energética. São produzidas em fornos especiais e as células são obtidas por cortes nas barras em forma de pastilhas finas. O seu rendimento de conversão varia entre os 15% e os 18%, aproximadamente. Apresentam um período de vida útil considerável que anda na casa dos 20 e os 40 anos. Não são muito usadas devido ao seu enorme custo.

Célula de silício policristalino: é inserida também nas tecnologias de primeira geração, sendo também a tecnologia com mais uso no mercado. São produzidas a partir de blocos de silício obtidos através da fusão de silício puro em moldes especiais. Após se encontrar nos moldes, acaba por arrefecer e torna-se sólido. É um processo onde os átomos não se organizam num único cristal, acabando por ser criada uma estrutura policristalina com nítidas superfícies de separação entre os cristais. Os processos de fabrico são mais baratos, quando comparados com as células de silício monocristalino, tendo como desvantagem o fato de a tecnologia de silício policristalino apresentar uma menor taxa de rendimento (entre 13 a 15%).

Célula de silício amorfo: insere-se nas tecnologias de segunda geração. Perde uso pelo seu baixo rendimento (5 a 6%) necessitando, também, de muitas cablagens e área para instalação. A grande vantagem prende-se com o fato de ter um baixíssimo custo de produção. No primeiro meio ano e até a um ano a eficiência ainda desce mais, devido à degradação provocada pela luz.

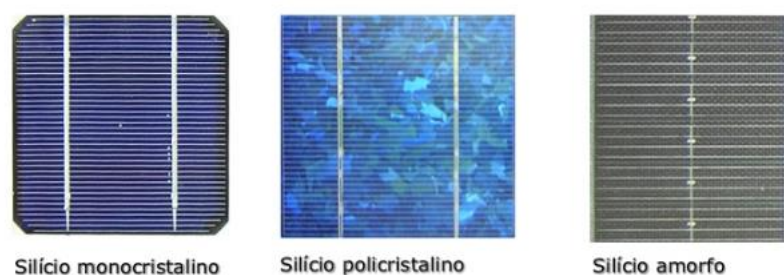


Figura 18-comparação do tipo de células fotovoltaicas

A partir do silício ainda se conseguiram fabricar mais dois tipos de células.

Células de Telureto de Cádmio (CdTe): apresentam elevado potencial energético, principalmente em termos de eficiência energética, quando usadas em massa. O seu uso, no entanto, tem sido muito restrito devido à existência de substâncias cancerígenas e venenosas. A sua estrutura é homogénea e a gama de cores varia entre o verde escuro e o preto. Apresentam uma cota de mercado não superior a 10%, atualmente.

Células de Disseleno de Cobre-Índio é ainda uma tecnologia em crescimento e numa fase prematura de demonstração. São as células mais eficientes do grupo de células de película fina e não são tão suscetíveis a sofrerem deterioração por parte da luz como as células de silício amorfo. A sua cota atual no mercado ainda é inferior a 2%.

3.1.3 - Preço dos módulos solares fotovoltaicos

O custo de um sistema fotovoltaico é uma das principais considerações a ser tomada antes da implementação para autoconsumo. A sua evolução em termos de uso a nível nacional e internacional apenas foi possível devido ao abaixamento bruto do preço dos módulos solares ao longo dos últimos anos, principalmente na última década.

A energia solar fotovoltaica tem sido viável nos últimos tempos não só devido ao abaixamento dos preços, mas também devido ao substancial aumento da sua capacidade de produção. Segundo o conhecido efeito de *Swanson*, o preço dos módulos solares fotovoltaicos tende a descer aproximadamente 20% de cada vez que há a possibilidade, por parte da indústria, de aumentar a capacidade em duas vezes. Essa lei é explicada graficamente com recurso à figura 19.

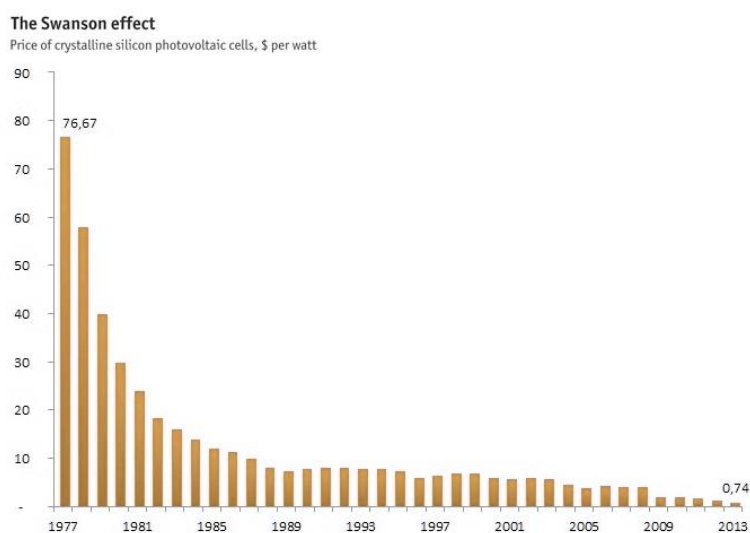


Figura 19-Efeito de Swanson no custo das células fotovoltaicas de silício cristalino [16]

O avanço dado na melhoria da tecnologia solar dá-se não apenas por existirem novas tecnologias de células fotovoltaicas, como também devido ao abaixamento dos custos de produção por melhoria na eficiência dos painéis e de toda a produção dos produtos. A própria expansão da produção na China, que tem custos salariais muito mais baixos que na Europa, Japão e Estados Unidos, contribui para toda a situação de abaixamento de preços. Estima-se, aliás, que entre 2005 e 2015, houve um decréscimo em cerca de 75% no custo dos painéis solares em geral.

3.2 - Características elétricas das células fotovoltaicas

Define-se STC do inglês (*Standard Test Conditions*), ou condições CTS (Condições de teste Standard) como sendo uma forma de se poder comparar diferentes células ou módulos fotovoltaicos em condições uniformes de testes. Para este tipo de condições existem características em comum:

- Radiância de $1000\text{W}/\text{m}^2$;
- Admite-se como temperatura da célula 25°C , com tolerância de $\pm 2^\circ\text{C}$;
- Espectro de luz com massa de ar $AM=1.5$;

Feita esta definição é possível começar a referir algumas características comuns da célula fotovoltaica.

O circuito equivalente primário de uma célula fotovoltaica (Figura 20) contém uma fonte de corrente em paralelo com um diodo. Existe ainda uma resistência (R_s) que se pressupõe baixa o suficiente. Por outro lado, a resistência *shunt* é maior. A resistência R_s depende muito do tipo de semiconductor em questão, dos contatos metálicos e das interconexões existentes no circuito, enquanto que a resistência *shunt* R_{sh} é afetada pela junção p-n e pelas impurezas junto da junção.

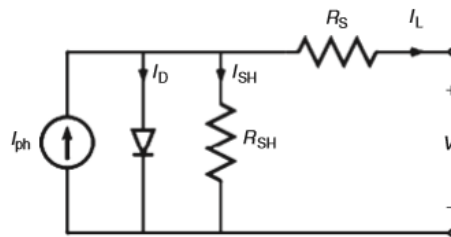


Figura 20-Circuito equivalente simplificado da célula fotovoltaica

A corrente que circula no diodo é dada pela equação de *Shockley* (equação 3.1):

$$I_D = I_0 \times \left[\left(e^{\left(\frac{qV}{nkT} \right)} - 1 \right) \right] \quad (3.1)$$

Onde:

I_0 é o inverso da corrente de saturação (máxima que o diodo pode produzir), q é o portador da carga (carga do eletrão), k a constante de *Boltzman*, T a temperatura da célula e n o fator de idealidade.

As duas componentes de limitação de um módulo fotovoltaico dizem respeito à tensão em circuito aberto V_{oc} e à corrente de curto circuito I_{sc} .

Para determinar a corrente de curto-circuito I_{sc} é necessário colocar a tensão V a 0, sendo nesse momento I_{sc} igual à corrente que circula na fonte I_{ph} . A determinação da tensão em circuito aberto V_{oc} é feita levando a corrente I_L a 0. A tensão em circuito aberto é dada por 3.2:

$$V_{oc} = \frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{I}{I_0} \right) \quad (3.2)$$

A expressão (3.2) resulta da equação (3.1) resolvida em ordem a V . Admite-se, obviamente, que a corrente $I_D = 0$.

Uma outra forma de caracterizar o módulo fotovoltaico é o de referir a sua máxima potência $P_{max}=V_{mp} \times I_{mp} \times FF$. Note-se que V_{mp} corresponde ao valor da tensão quando a potência é máxima e I_{mp} ao valor da corrente quando a potência também é máxima. Tem-se para V_{mp} a expressão 3.3:

$$V_{mp} = V_{OC} - \frac{kT}{q} \ln \left[\left(\frac{V_{mp}}{nKT/q} \right) + 1 \right] \quad (3.3)$$

O produto $V_{mp} \times I_{mp}$ é importante porque apresenta uma outra característica da célula denominado fator de forma (FF). Esse fator de forma, sempre referido segundo condições de teste *Standard*, está relacionado com a qualidade das junções do semiconductor, sendo dado pela seguinte expressão 3.4:

$$FF = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (3.4)$$

Pretende-se naturalmente que este fator de forma seja o mais próximo possível de 1, para melhor qualidade do módulo fotovoltaico.

Importa, igualmente, analisar o rendimento de uma célula fotovoltaica. Sabendo já da existência da relação $P_{max}=V_{mp} \times I_{mp} \times FF$, o rendimento é dado por 3.5:

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} \quad (3.5)$$

A eficiência ou rendimento é um dos parâmetros mais utilizados para comparar células diferentes. De notar que P_{in} representa a potência solar incidente no momento.

3.2.1 - Características I-V das células solares fotovoltaicas

É possível descrever parte do funcionamento de um painel fotovoltaico com base numa curva que relaciona a tensão (V) com a corrente (I) à saída do mesmo [18]. A curva de característica I-V apresenta a mesma forma geral para qualquer painel fotovoltaico. Na figura 21 é apresentada essa mesma curva.

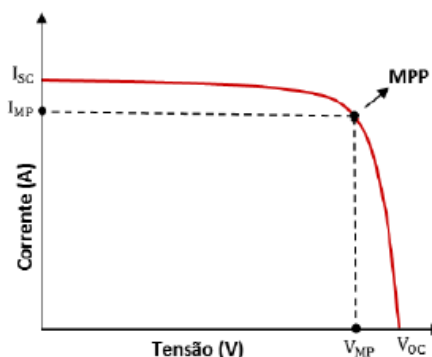


Figura 21- Corrente elétrica em função da tensão

A curva acima comporta-se de diferentes formas caso a variável alterada seja a temperatura da célula ou a radiação.

Com a alteração da radiância a corrente varia consideravelmente, enquanto que a tensão sofre uma pequena variação. Esse comportamento é apresentado na figura 22.

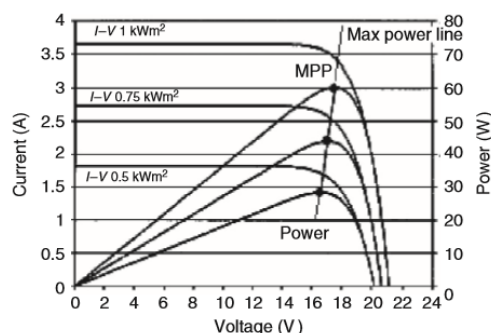


Figura 22-Curva I-V perante alteração da radiância

Com a alteração da temperatura a corrente pouco varia, enquanto que a tensão sofre uma grande variação como mostra a imagem da figura 23.

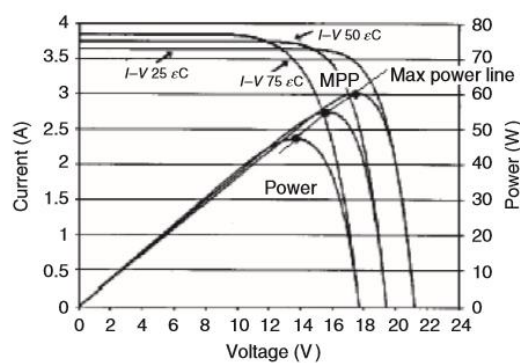


Figura 23-Curva I-V perante alteração da temperatura

É então possível concluir que a tensão em circuito aberto V_{OC} cresce em forma logarítmica enquanto que a corrente de curto-circuito I_{SC} cresce linearmente à medida que a radiância aumenta. Outra possível conclusão é a de que o aumento da temperatura da célula provoca a redução da tensão em circuito aberto V_{OC} e aumenta ligeira a corrente de curto-circuito I_{SC} , o que acaba por promover a redução da eficiência da célula.

Também é usual, quando se estuda células fotovoltaicas, o uso de um gráfico que relaciona a potência na célula em função da tensão que lhe está subjacente (figura 24).

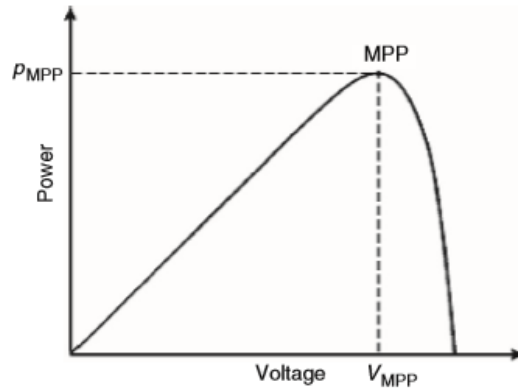


Figura 24-Curva da potência em função da corrente numa célula fotovoltaica

3.2.2 - Previsão da potência produzida por um painel em condições de temperatura e radiância diferentes das condições standard

Para o cálculo da potência produzida pelos painéis é fundamental generalizar a sua produção noutras condições de funcionamento do sistema, já que de certeza que é impossível o sistema estar sempre a trabalhar a uma temperatura ambiente de 25°C e com uma radiância de 1000W/m².

O cálculo da potência que o painel produz está ligada às suas características que vêm referidas na sua *datasheet*. A primeira variável que importa falar é a temperatura do ar. Para o Verão é normal considerar uma temperatura diferente da do Inverno. Viu-se, acima, que a temperatura influencia o rendimento da célula, devido ao aumento das perdas com a temperatura. Como o painel não vai trabalhar sempre a uma temperatura constante importa referir qual a temperatura da célula na nova situação.

Desta forma, a grande questão será a de saber como prever a potência produzida por um painel quando as condições *standard* ($G=1000\text{W/m}^2$, $T = 25^\circ\text{C}$ e massa de ar a 1,5) não se verificarem.

Como já referido, caso se faça o gráfico I-V de um painel, e se altere a radiância, a tensão em circuito aberto V_{OC} pouco muda e a corrente (I) sofre uma variação muito maior. Logo, é de admitir que a proporção da radiância é igual à proporção da corrente de curto-circuito, ou seja pela equação 3.6:

$$\frac{I_{SC}(G)}{I_{SC}(\frac{1000W}{m^2})} = \frac{G}{1000W/m^2} \quad (3.6)$$

Logo fica fácil de determinar a expressão para o cálculo da corrente de curto-circuito I_{SC} para uma nova condição de radiância diferente (3.7).

$$I_{SC}(G) = I_{SC}(\frac{1000W}{m^2}) \times \frac{G}{1000W/m^2} \quad (3.7)$$

A corrente de curto-circuito em condições STC a $1000\text{W}/\text{m}^2$ vem referida na datasheet (figura 25).

| | | |
|-----------------------------|------------------|---------|
| Maximum power point voltage | U_{mpp} | 30.5 V |
| Short circuit current | I_{sc} | 8.81 A |
| Maximum power point current | I_{mpp} | 8.27 A |
| Module efficiency | | 14.62 % |

Figura 25-Disposição da corrente de curto-circuito em condições standard na datasheet

Mais uma vez, como já abordado, traçando a curva I-V de um painel fotovoltaico à medida que a temperatura se altera a radiação sofre pequenas alterações, enquanto que a tensão em circuito aberto V_{OC} muda mais visivelmente.

Assim, a proporção da variação da tensão em circuito aberto V_{OC} com a temperatura ΔT pode ser designado por coeficiente de temperatura. Esse coeficiente de temperatura é uma nova variável que também vem explicita na *datasheet* do painel. Para um painel genérico a figura 26 demonstra essa variável.

| THERMAL CHARACTERISTICS | |
|-------------------------|-----------|
| NOCT | 46 °C |
| $TC I_{\text{sc}}$ | 0.051 %/K |
| $TC U_{\text{oc}}$ | -0.31 %/K |
| $TC P_{\text{mpp}}$ | -0.41 %/K |

Figura 26-Coeficiente da temperatura na datasheet

Esse valor do coeficiente de temperatura é dado para condições *standard*. Multiplicando esse valor referido na *datasheet* pelo valor da tensão em circuito aberto V_{OC} obtemos um valor do coeficiente de temperatura $\frac{\Delta V_{OC}}{\Delta T}$ em V/°C.

Admitindo a existência de mais duas variáveis resultantes da diferença de outras duas, isto é, $\Delta V_{OC} = V_{OC}(T.\text{célula}) - V_{OC}(25^\circ\text{C})$ e $\Delta T = T.\text{célula} - 25^\circ\text{C}$, sendo $V_{OC}(25^\circ\text{C})$ em condições *standard* é possível deduzir a expressão para o cálculo da nova tensão em circuito aberto V_{OC} para uma nova temperatura da célula fotovoltaica.

$$V_{OC}(T.\text{célula}) = V_{OC}(25^\circ\text{C}) + (T.\text{célula} - 25^\circ\text{C}) \times \frac{\Delta V_{OC}}{\Delta T} \left(\frac{\text{V}}{^\circ\text{C}} \right) \quad (3.8)$$

No entanto, a temperatura da célula ($T.\text{célula}$) $\neq T.\text{ar}$. Para o cálculo da temperatura da célula é necessário introduzir uma nova variável (NOCT) que também vem referida na *datasheet*. A sigla, traduzida para português, designa a temperatura normal de funcionamento da célula. Na figura 26 vem referida igualmente. A temperatura normal de funcionamento da célula é medida em condições diferentes da *standard*. Para esta nova variável pressupõe-se

($G=800W/m^2$, $T.ar = 20^\circ C$ e *velocidade do vento* = $1m/s$), o que é equivalente a dizer que (3.9):

$$\frac{T.célula - T.ar}{NOCT - 20^\circ C} = \frac{G}{800(\frac{W}{m^2})} \quad (3.9)$$

Assim é possível estabelecer a seguinte igualdade 3.10.

$$T.célula = T.ar + (NOCT - 20^\circ C) \times \left(\frac{G}{800\frac{W}{m^2}} \right) \quad (3.10)$$

Para o cálculo da máxima potência produzida pelo painel noutras condições de funcionamento que não a standard é conveniente achar primeiro a nova temperatura da célula com recurso à expressão 3.10. Feito isso, é fácil de determinar a nova tensão em circuito aberto V_{OC} dada pela expressão 3.8. A nova corrente de curto-circuito I_{sc} já foi abordada na equação (3.7).

Falta finalizar dizendo que a potência máxima produzida pelo painel é o resultado da multiplicação da nova corrente de curto-circuito I_{sc} pela nova tensão em circuito aberto V_{OC} . Estes dois fatores vêm ainda multiplicados pelo fator de forma, como mostra a expressão 3.11.

$$P_{max.painél} = I_{sc}(G \text{ incidente}) \times V_{OC}(T.célula) \times FF \quad (3.11)$$

Chegou-se a uma expressão que dado os inputs relativos às características do painel tem como outputs a potência produzida pelo mesmo em quaisquer condições. Assim sendo, painéis de igual potência produzem valores diferentes de energia. Estas fórmulas apenas levam em consideração as perdas relativas ao aumento da temperatura. As demais perdas, serão depois consideradas.

3.2.3 - Ligação série e paralelo de painéis fotovoltaicos

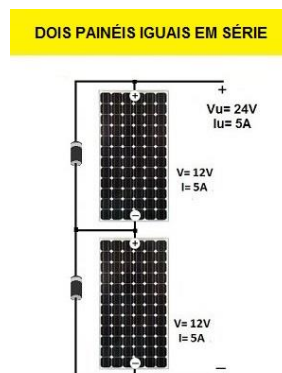


Figura 27-Montagem de dois painéis solares em série

A ligação em série de dois painéis (figura 27) provoca uma transformação da curva no traçado I-V, levando a que a corrente quase não se altere, o que não acontece com a tensão. A expressão para o cálculo da nova tensão do sistema com n painéis em série é a seguinte, no caso da tensão: $V_{\text{sistema em série}} = n \times V$. No caso da corrente $I_{\text{sistema em série}} = I_{\text{painél}}$.

A figura 28 mostra a diferença na curva I-V quando se considera um sistema de painéis em série.

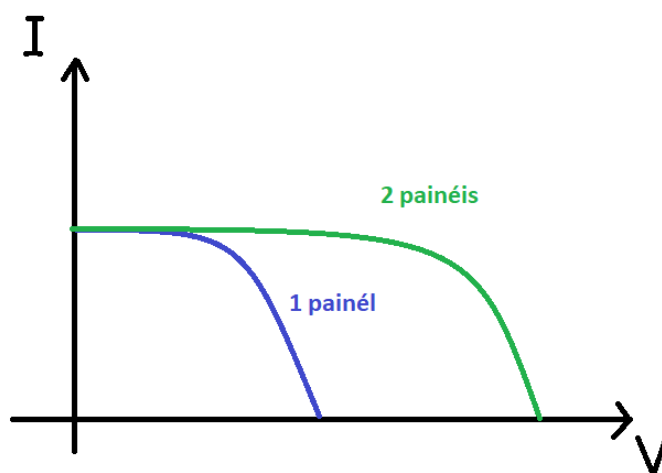


Figura 28-Alteração no traçado I-V com a montagem de dois painéis fotovoltaicos iguais em série

Com a colocação de n painéis fotovoltaicos em paralelo (figura 29) dá-se o processo oposto.



Figura 29-Montagem de dois painéis solares em paralelo

A nova tensão do sistema vem dada por: $V_{\text{sistema}} = V_{\text{painél}}$, enquanto que a corrente sofre a variação que depende do número de n de painéis instalados: $I_{\text{sistema}} = n \times I_{\text{painél}}$. As alterações no traçado I-V ocorrem de acordo com o enunciado em cima, ou seja, a corrente

sofre uma variação proporcional ao número de painéis em paralelo, já a tensão não se altera (figura 30).

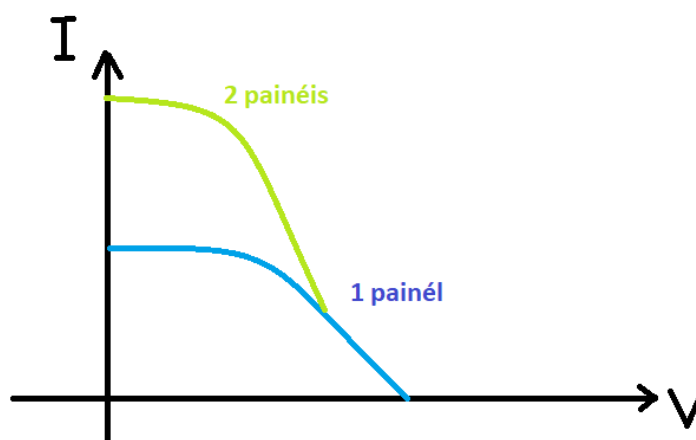


Figura 30-Alteração no traçado I-V quando se montam dois painéis iguais em paralelo

É possível verificar pelo traçado I-V, que tanto a configuração em série como a configuração em paralelo nos dá a mesma quantidade de potência como output. No entanto, a questão que importa esclarecer será a de saber qual a melhor configuração. Para proceder à configuração pretendida, é necessário saber o tipo de painéis a usar.

Quando se forma uma ligação de painéis em paralelo é necessário que os painéis sejam os mais idênticos possíveis. O ideal é que os painéis sejam da mesma marca e tenham as mesmas especificações. A tensão do sistema mantém-se a mesma enquanto que a corrente é função da soma das correntes de todos os painéis considerados. No caso de se ter painéis com diferentes potências, é de esperar que não se consiga obter a potência ideal pretendida do sistema. Existiram perdas energéticas nos painéis de maior potência para compensação dos de menor potência.

No caso de se fazerem ligações dos painéis em série, a tensão do sistema é função da soma da tensão de cada painel, enquanto que a corrente não sofre alterações. Nesta situação os painéis poderão ter diferentes configurações sendo, talvez, necessário um controlador MPPT de carga que aceite a maior tensão do sistema.

3.2.4 - Sombreamento e distância entre painéis solares fotovoltaicos

Evitar possíveis sombreamentos, é um dos passos a implementar quando se pretende ter um sistema fotovoltaico com máxima produtividade possível. Em termos práticos, as primeiras medidas a serem implementadas deverão dizer respeito ao local de instalação do sistema, evitando superfícies que impeçam a chegada de radiação solar às células fotovoltaicas. Deverá haver cuidado com possíveis chaminés, antenas, muros e quaisquer tipos de objetos que possam fazer sombreamento. Por outro lado, o sombreamento pode ser causado por razões que não a do próprio local, de onde se destaca a neve, caída de folhas, poeira e dejetos de aves.

Estudar o sombreamento é tomar medidas relativas à perda de energia no processo de captação de energia solar. Dependendo do tipo de sombreamento, as perdas globais do sistema a implementar podem variar.

O sombreamento pode, contudo, atingir os módulos de formas diferentes. O sombreamento poderá localizar-se em determinados módulos de uma fileira como demonstra a figura 31.

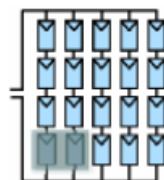


Figura 31-Sombreamento em dois módulos

A potência final produzida, que é função da corrente e da tensão de saída, bem como do fator de forma FF, vem afetada na tensão V, ficando esta reduzida com proporção ao número de módulos sombreados.

Caso o sombreamento afete várias fileiras (figura 32) o que se observa é que a corrente vem reduzida, mantendo-se, no entanto, a tensão.



Figura 32-Sombreamento de duas fileiras

O sombreamento afeta a curva característica de um módulo fotovoltaico, já que provoca o deslocamento do ponto ótimo MPP, o que provoca a diminuição da potência de saída quando se compara com um módulo que não possui o problema de sombreamento. Para além de perdas relativas à produção, o sombreamento pode comprometer seriamente o tempo de vida útil dos módulos pois, em algumas situações, dá-se a formação de um ponto quente devido a uma corrente inversa que pode atingir contornos, em termos de intensidade, igual à corrente de curto-circuito. Esse ponto quente faz com que a célula dissipe energia para o exterior, levando a um sobreaquecimento esperado o que danifica e compromete o desempenho geral do módulo.

Um outro aspeto a estudar consiste em determinar a distância entre fileiras (figura 33). Um sistema mal projetado possui fileiras a sombrear as que estão atrás. Como o prejuízo anual resultante deste sombreamento é considerável, convém *à priori* conhecer os painéis a usar e ter uma noção acerca de coordenadas solares.

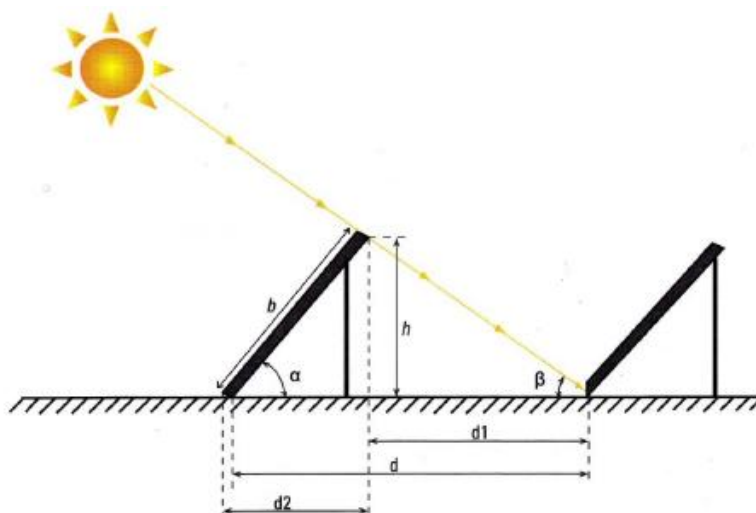


Figura 33-Disposição de fileiras de painéis

A expressão 3.12 é válida para o cálculo da distância mínima entre fileiras:

$$d = b \times \left(\cos\beta + \frac{\sin\alpha}{\tan\beta} \right) \quad (3.12)$$

Sendo:

d - Afastamento entre fileiras

b - Comprimento do painel fotovoltaico

α - Inclinação do painel fotovoltaico

β - Ângulo mínimo solar a 22 de Dezembro

h - Altura

Quando é feita a montagem, deve ser realizado o cálculo desta distância mínima, devendo, no projeto final, as fileiras encontrarem-se, pelo menos, a essa mesma distância, como margem de segurança.

3.2.5 - Inclinação e orientação dos painéis

Partindo do pressuposto que os painéis a instalar no sistema não possuem um mecanismo de orientação em relação ao sol, de modo a captar o máximo de radiação solar (sistema de seguimento solar), é necessário definir uma orientação para esses mesmos painéis, sabendo que estes deverão estar numa posição fixa, durante o seu período de vida útil. No nosso país as inclinações normalmente adotadas não fogem muito aos 30°.

No entanto, caso se pretenda um ângulo mais aproximado, ter-se-á que utilizar a expressão 3.13.

$$\alpha = 3.7 + 0.69\varphi \quad (3.13)$$

Sendo:

α - inclinação ótima do painel;

φ - latitude do local onde será instalado o sistema;

Contudo, existem inúmeros programas de simulação de produção fotovoltaica que calculam, com bastante exatidão, a inclinação ótima do painel. Para além da inclinação, indicam, igualmente, a orientação dos mesmos. Um dos programas mais credíveis neste aspeto é o *PVsyst*.

Em relação à orientação preferencial dos painéis, estes deverão estar voltados numa determinada direção. Em localidades do hemisfério Norte, como Portugal, os painéis deverão estar orientados para sul geográfico. Caso o projeto seja feito em localidades do hemisfério sul, a orientação dos painéis deverá ser para Norte geográfico.

Escolher a orientação e inclinação dos painéis com critério provoca uma maximização da produção anual e dos consequentes lucros. Quando a escolha da colocação do *array* de painéis recai sobre um telhado, deverá ser tido em conta se a orientação dos mesmos está ajustada para a orientação ótima. Uma orientação dos painéis entre os 20° e os 50° para sudeste ou sudoeste provoca uma redução de energia produzida na casa dos 10%. Quando as montagens dos painéis fotovoltaicos se dão para outras orientações, as perdas na produção podem ser maiores.

3.3 - Tipos de sistemas fotovoltaicos

O sistema mais simples é o autónomo (*Stand-Alone Photovoltaic System*). É um tipo de sistema que não está ligado à rede elétrica (figura 34). Inclui, geralmente, módulos solares fotovoltaicos, baterias, controladores e reguladores. As baterias são comumente usadas para guardar energia sendo que aumentam consideravelmente o custo do sistema no seu tempo de vida útil. No caso de se pretender corrente alternada será necessária a presença de um inversor. O controlador, de forma geral, age como um bloqueador que previne a bateria de entrar em sobrecarga, sobrecarga essa, que diminui drasticamente o tempo de vida útil das baterias por aquecimento. O uso de baterias pretende-se igualmente com o fato de o *array* não produzir energia durante a noite. Dessa forma, esse mesmo *array*, trata da produção durante o dia e as baterias providenciam essa energia durante períodos noturnos.

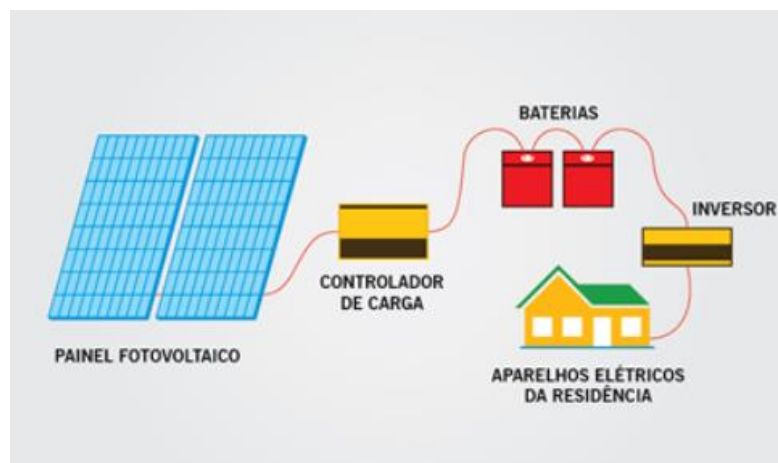


Figura 34-Sistema fotovoltaico autônomo típico

Por outro lado, sistemas fotovoltaicos ligados à rede (*Grid-Connected Photovoltaic Systems*) (figura 35) são projetados para funcionarem em paralelo com a rede. São sistemas onde existe ligação às Redes do Sistema Elétrico de Serviço Público (RESP), permitindo esta ligação ajudar nas necessidades do consumidor em situações em que a energia produzida pela unidade de autoconsumo é inferior à energia que é consumida no momento. Existem basicamente dois tipos de sistemas de autoconsumo com ligação à rede: Sistemas com ou sem injeção na rede.

Sistemas com injeção na Rede- Neste tipo de sistemas, a energia produzida excedente é vendida à rede ocorrendo uma remuneração para o consumidor. No entanto, para remuneração é necessária uma potência instalada superior a 1,5kW. Neste tipo de sistemas, poderão existir baterias que armazenam o excedente de energia produzida. Em situações em que a energia produzida é nula ou inferior ou que é consumido, a energia armazenada nas baterias é consumida.

Sistemas sem injeção na Rede- Sistemas em que se procura evitar excedentes de produção. Em situações onde a produção não corresponda ao consumo, a RESP assegura a energia necessária para satisfação das necessidades do cliente.

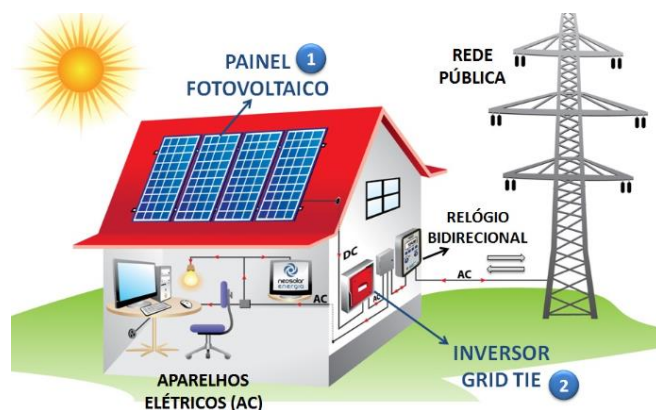


Figura 35-Sistema conectado à rede

3.3.1 - Fatores que influenciam o rendimento do sistema fotovoltaico

Embora não muitas vezes mencionado, o pó que se acumula nos módulos solares (figura 36) com o passar dos anos é um dos fatores que mais contribui para a perda de rendimento do sistema fotovoltaico. O pó acumulado bloqueia alguma radiação incidente e provoca a erosão da superfície dos módulos, o que ao longo do período de vida útil de todo o equipamento pode reduzir até cerca de 10% os possíveis ganhos.

Hottel e Woertz realizaram um teste em Boston [39] numa zona industrial para verificar o efeito da acumulação de poeira nos painéis fotovoltaicos. No decurso dos 3 meses de teste, verificou-se uma redução em média de 1% da radiação incidente.



Figura 36-Poeira nos painéis fotovoltaicos

A temperatura já foi referida acima, sendo que dita, basicamente o abaixamento da potência de saída do painel em função do aumento de temperatura nos módulos fotovoltaicos. Assim sendo, há uma perda de rendimento do painel em função da subida de temperatura.

Existem, ainda, perdas relativas aos inversores AC-DC. As perdas acontecem porque a potência do *array* de painéis é convertida em corrente alternada, sendo que alguma potência é perdida na conversão, juntando-se, ainda, as perdas joule nos cabos. Os inversores atuais possuem eficiências de pico na casa dos 88/90%.

3.4 - Componentes de um sistema solar fotovoltaico

3.4.1 - Módulos fotovoltaicos

Visto a máxima potência de uma única célula fotovoltaica ser insuficiente para a grande maioria das aplicações reais, estas são normalmente agrupadas (ligações em série) por forma a obter módulos fotovoltaicos. Na ligação em série das células, os contatos frontais de cada célula são soldados aos contatos da célula posterior, por forma a que se ligue o polo negativo (parte frontal) de uma célula com o polo positivo (parte posterior da célula seguinte). Na figura 37 mostra-se este processo.

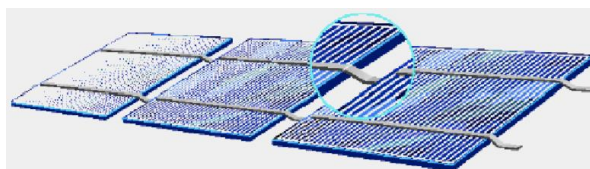


Figura 37-Encadeamento em série de várias células fotovoltaicas

Construir módulos fotovoltaicos implica, também, dotá-los de características que lhes permitam ajudar a resistir a condições ambientais adversas. Para combater determinados esforços mecânicos e agentes atmosféricos, embebem-se as células numa película de acetato de vinilo. Este material não traz problemas à captação de radiação solar, uma vez que tem a particularidade de ser um material flexível, translúcido e não refletor de radiação.

O agrupamento de módulos fotovoltaicos do mesmo tipo pode ser feito estabelecendo ligações em série (figura 39), paralelo ou mista. Face a cada tipo de ligação, é de esperar resultados diferentes a nível de corrente e tensão. Por outro lado, a figura 38 representa o principal componente do sistema fotovoltaico, desde a unidade mais simples à mais complexa.

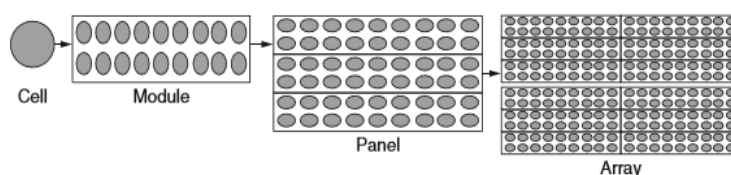


Figura 38-Célula, módulo, painel e array fotovoltaicos

3.4.2 - Associação de módulos em série

Um pouco como acontece com os painéis no subcapítulo 3.2.3, sendo os módulos parte da estrutura do painel, é de esperar reações idênticas quando é feita a ligação série entre duas entidades iguais. Verifica-se que ao ligar vários módulos em série provoca-se um aumento da tensão final do sistema, ao passo que a corrente não sofre variação. Este processo apenas se verifica na eventualidade de se estar a trabalhar com módulos de características iguais. A potência deve, pelo menos, ser a mesma quando ocorre o processo de estabelecimento de séries de vários módulos, a fim de minimizar as perdas do sistema. As perdas ocorrem quando existem módulos de potências superiores, que acabam por ver parte da potência desperdiçada para poderem ser emparelhados com módulos de potência mais baixa.

O estabelecimento de módulos em série é frequentemente designado por *string* ou fileira (figura 39).

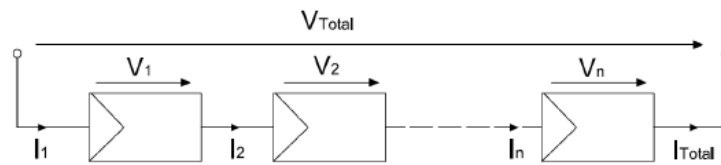


Figura 39-Ligação em série de módulos fotovoltaicos

Mais uma vez, analogamente ao caso dos painéis, também na ligação série de módulos fotovoltaicos se estabelecem as seguintes relações [23].

$$V_{total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n = n \times V \quad (3.14)$$

$$I_{total} = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (3.15)$$

$$P_{total} = P_1 = P_2 = \dots = P_n \quad (3.16)$$

Claramente que a ligação série não pode ser feita com número ilimitado de módulos. A cuidadosa consulta da *datasheet* do módulo a escolher indica o valor máximo de tensão permitido para associação dos mesmos.

A figura 40 permite verificar a evolução da tensão da associação série em função do número de módulos interligados.

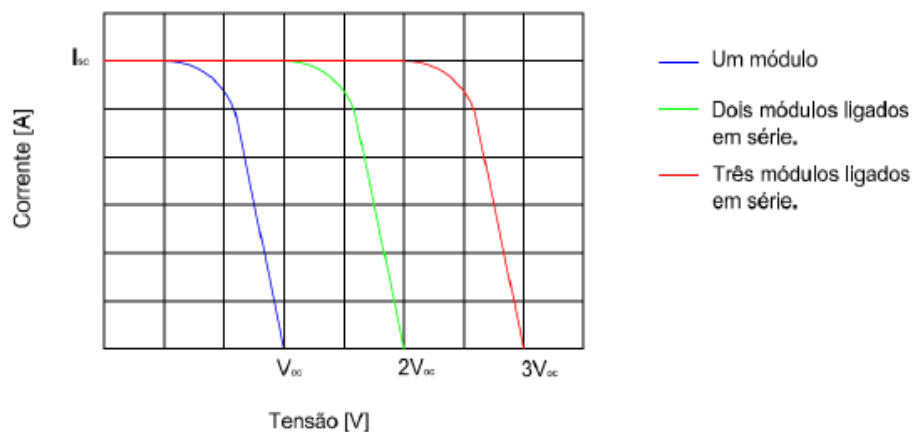


Figura 40-Variação da tensão com módulos em série

3.4.3 - Associação de módulos em paralelo

Analogamente ao caso dos painéis e contrariamente ao caso da associação série, a ligação de módulos fotovoltaicos em paralelo (figura 41) mantém fixa a tensão de saída com a corrente total a sofrer uma variação.

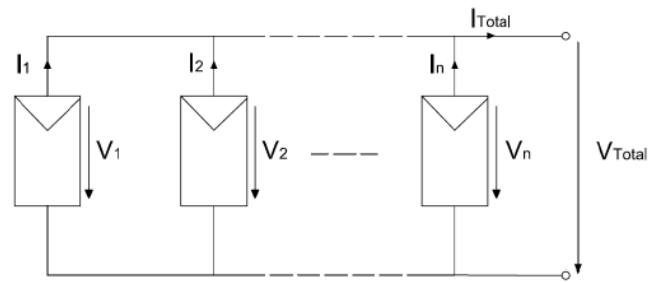


Figura 41-Ligação em paralelo de módulos fotovoltaicos

Da figura acima assumem-se as seguintes relações.

$$V_{total} = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (3.17)$$

$$I_{total} = I_1 + I_2 + \dots + I_n = I \times n \quad (3.18)$$

$$P_{total} = P_1 + P_2 + \dots + P_n \quad (3.19)$$

Analisando a curva característica I-V (figura 42), é possível constatar que a tensão se mantém, havendo, no entanto, uma variação de corrente de acordo com o número de módulos que são ligados em paralelo.

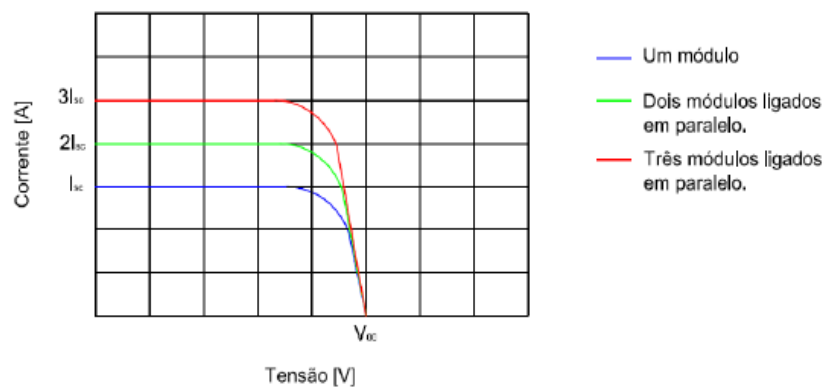


Figura 42-Variação da corrente com a ligação de módulos fotovoltaicos em paralelo

3.4.4 - Associação mista de módulos fotovoltaicos

A associação mista permite a ligação de módulos em série (fileira ou *string*). Por outro lado, essas mesmas fileiras ligam-se em paralelo. É necessário cuidado na criação de uma associação mista, já que as fileiras precisam de ter o mesmo número de módulos ligados.

A associação mista é vista como uma excelente forma de aumentar a potência final do sistema, já que contém as características de uma ligação em série e de uma ligação em paralelo. Desta forma, tanto a corrente como a tensão vêm afetadas na razão do número de componentes ligados. A tensão vem afetada pelo número de módulos ligados em série, enquanto que a corrente varia consoante o número de *strings* ligadas em paralelo.

As expressões para o cálculo da tensão, da corrente e da potência finais vêm referidas nas seguintes expressões.

$$I_{total} = n_p \times I \quad (3.20)$$

$$V_{total} = n_s \times V \quad (3.21)$$

$$P_{total} = I_{total} \times V_{total} \quad (3.22)$$

Em que:

n_p —nº de *strings* ligadas em paralelo;

n_s —nº de módulos ligados em série;

A figura 43 mostra a associação mista com 3 módulos em série divididos num paralelo de 2 *strings*, o que perfaz um total de 6 módulos usados.

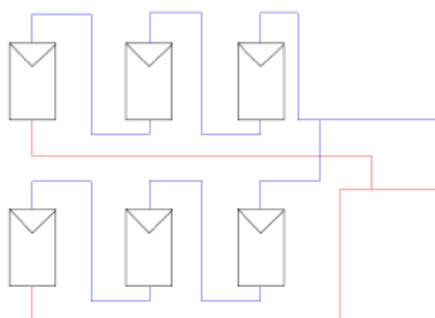


Figura 43-Associação mista de módulos fotovoltaicos

Relativamente às características das curvas I-V, naturalmente que o princípio de funcionamento é o mesmo que foi enunciado no capítulo 3.2.1 para as células fotovoltaicas.

3.4.5 - Inversor fotovoltaico

A principal função de um inversor consiste no estabelecimento de ligação entre o gerador fotovoltaico e a rede elétrica de corrente alternada AC ou a própria carga AC [13]. Desta forma, a principal tarefa de um inversor será a de converter o sinal elétrico, que resulta da conversão da radiação solar em corrente contínua DC, num sinal AC e ajustá-lo para a frequência e nível de tensão da rede a que ficará ligado, caso o sistema fotovoltaico seja ligado à rede.

Na figura 44 apresenta-se um esquema genérico da utilização de um inversor num sistema fotovoltaico.

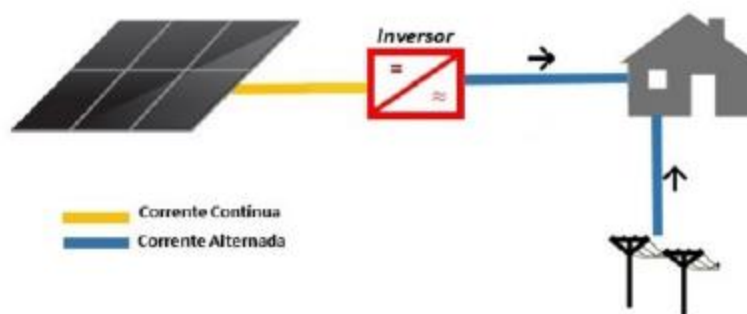


Figura 44-Ligação do inverso

Como já referido, os inversores podem fazer ligações à rede (inversores de rede) ou podem ser inversores destinados a funcionar autonomamente (inversores autocontrolados). Os inversores de rede ligam-se diretamente à rede ou então através do circuito da instalação de utilização onde estão inseridos sendo depois injetada no próprio inversor a energia fornecida pelo gerador fotovoltaico. Os inversores autocontrolados têm a vantagem de poder funcionar em sistemas isolados ou até em sistemas ligados à rede.

Os inversores têm vindo a evoluir ao longo dos anos. Atualmente os inversores, para além da conversão DC-AC são, ainda, capazes de registar dados de operação do sistema fotovoltaico e proteger o mesmo contra situações indesejadas, isto é, sobrecargas, sobretensões e inversões de polaridade.

Um inversor é dotado de um sistema designado por MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) porque nem sempre é capaz de funcionar à máxima potência.

3.4.6 - Escolha do inversor

A escolha de um inversor depende de muitos fatores. As duas principais razões devem-se aos custos do aparelho e à sua eficiência ou rendimento.

O rendimento de um inversor pode ser dado pela expressão 3.21.

$$\eta_{\text{Inversor}} = \frac{\text{Potência de saída efetiva } (P_{AC})}{\text{Potência de entrada efetiva } (P_{DC})} \quad (3.23)$$

Atualmente já é possível obter inversores com rendimentos bastante satisfatórios e que andam na casa dos 88 %. Desta forma, quando se projeta um sistema, é preciso ter a noção que parte das perdas totais do mesmo, se devem aos inversores, embora a tendência seja a do aumento da eficiência.

Um outro aspeto a considerar na escolha de um inversor diz respeito à sua potência. Normalmente o inversor trabalha em regimes abaixo da sua potência máxima, mas tendo em

consideração que o próprio aguenta sobrecargas na ordem dos 20%, pode-se basear a sua escolha em termos de potência em relação a um intervalo bem específico.

A potência de um inversor deve ser escolhida com base no seguinte intervalo.

$$0,7 \times P_{FV} < P_{INV} < 1,2 \times P_{FV} \quad (3.24)$$

Sendo:

P_{FV} - Potência total do sistema fotovoltaico

P_{INV} - Potência do inversor

Obviamente que, muitas das vezes, o preço é e continuará a ser um impedimento ou não na escolha de um inversor. Um outro fator, ainda, é o nível de fiabilidade do equipamento. Muitos são os casos em que se usam inversores de menor potência em detrimento de um de maior potência para que o nível de fiabilidade aumente.

3.4.7 - Modos de configuração de inversores

O modo como o inversor vai atuar, irá estar relacionado com o tipo de sistema a implementar na instalação. Relativamente às diferentes configurações de inversores temos as seguintes:

Inversor Central: tipo de configuração em que a conversão da corrente DC para AC é feita por apenas um único inversor (figura 45).

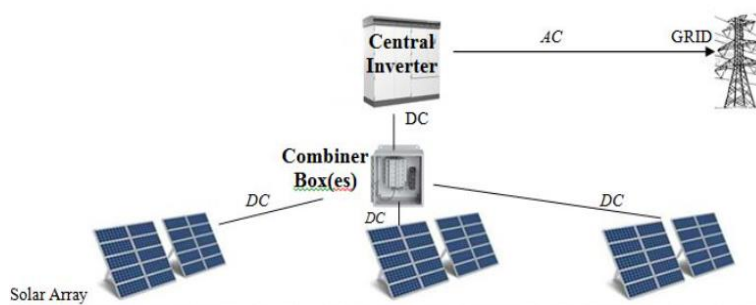


Figura 45-Esquema com inversor central

Os inversores centrais são utilizados em sistemas de grande porte (potências acima dos 100kWp). No entanto, podem ser utilizados, igualmente, em sistemas industriais mais pequenos, em condomínios e instalações residenciais. A grande parte dos sistemas de pequena escala também utilizam este tipo de ideologia.

As suas grandes vantagens dizem respeito à sua alta eficiência e típicas vantagens económicas em termos de custo inicial e de custos de manutenção.

Como desvantagens recorrentes, apresenta um controlo do MPP limitado exigindo a utilização de módulos com características idênticas e com condições semelhantes de sombreamento. Contudo, a grande desvantagem tem a ver com as situações de avaria. No caso de ocorrer um problema que resulte na substituição do inversor, toda a produção é comprometida e, aí, as vantagens económicas tornam-se em prejuízos avultados.

Inversor de fileira: tipo de configuração em que se associa a cada fileira de painéis fotovoltaicos um inversor (figura 46). Desta forma, o número de inversores no sistema deixa de ser unitário. São normalmente utilizados em sistemas de microgeração e minigeração com potências de até dezenas de kilowatts.

As vantagens são inúmeras:

- ➔ Maior facilidade de controlo dos pontos ótimos de potência (MPP);
- ➔ Possibilidade de haver manutenções em determinados inversores associados a uma fileira, continuando o resto do sistema a funcionar sem problemas;
- ➔ Permite o ajuste dos ganhos do sistema. Caso se pretenda aumentar ou diminuir a produção, inserem-se ou retiram-se determinadas fileiras da configuração;
- ➔ A substituição de apenas um inversor resulta em maior fiabilidade e menores custos de manutenção;

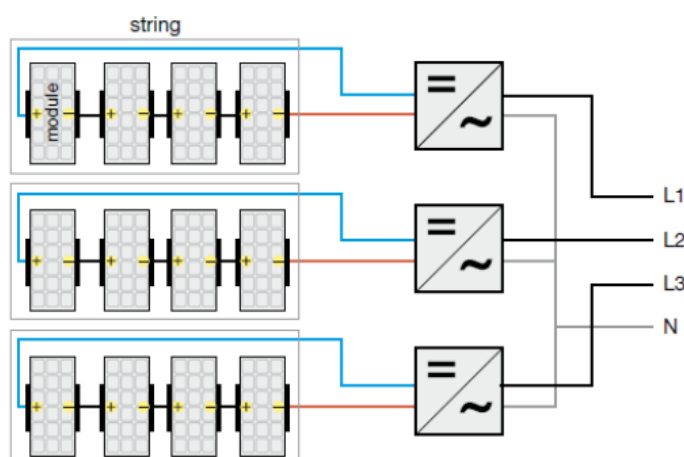


Figura 46-Topologia com inversores de fileiras

Inversor com módulo: neste tipo de sistema, cada módulo fotovoltaico possui um inversor. É um tipo de configuração apenas viável em sistemas de muito baixa potência e que contêm não mais que um ou dois painéis. Para sistemas de maiores dimensões será necessário um número elevadíssimo de inversores o que levaria a um enorme crescimento em termos de custo.



Figura 47-Aspetto de um microinversor

Estes tipos de inversores costumam ter uma potência abaixo de 1000W (figura 47). No mercado encontram-se, com alguma abundância, microinversores de 600W e de 900W.

Os inversores são dotados de um processo de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*) que assegura que quase instantaneamente o inversor extraia a máxima potência dos módulos fotovoltaicos, através da variação do ponto de operação até ao ponto cujo resultado da multiplicação entre a tensão e a corrente fornece a maior potência possível. Em sistemas que utilizam um inversor central ou até em sistemas com inversores de fileiras, o sombreamento compromete parte do método do MPPT. No caso dos microinversores caso haja sombra num único módulo, os demais produzem energia normalmente.

3.4.8 - Baterias

No caso da existência de um sistema elétrico fotovoltaico autónomo (não possui ligação à rede), acontece que a produção e o consumo não são coincidentes ao longo do dia. Desta forma, haver um mecanismo de armazenamento de energia torna-se um fator essencial, sendo as baterias uma via capaz de transformar a energia elétrica em energia potencial química e fazer, posteriormente, a conversão energia potência química em energia elétrica.

Uma célula eletroquímica pode ser, igualmente, designada por acumulador sendo constituída internamente por dois elétrodos interligados por um eletrólito constituindo o circuito da figura 48.

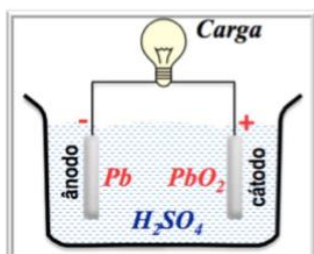


Figura 48-Esquema simplificado de uma célula eletroquímica

De uma forma muito geral, através de um conjunto de reações químicas (figura 49), pretende-se um aumento do ácido sulfúrico e, esse aumento, provoca um aumento na diferença de potencial da célula eletroquímica.

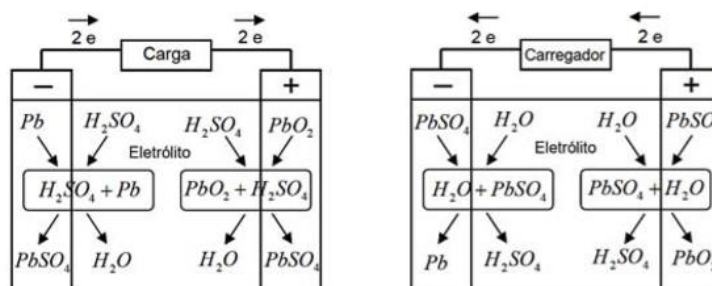


Figura 49-Reações químicas de um acumulador de chumbo no processo de descarga (figura esquerda) e de carregamento (figura direita)

Existem vários tipos de baterias de acumuladores consoante a sua capacidade. Estas podem ser classificadas em primárias e secundárias. As baterias primárias não podem ser recarregadas, ou seja, quando se esgotam os reagentes que produzem energia elétrica, devem ser substituídas. As baterias secundárias podem ser recarregadas por simples aplicação de corrente elétrica nos seus terminais. Relativamente aos diferentes tipos de baterias diferentes destacam-se [14].

Baterias de chumbo-ácido - Constituídas por uma solução aquosa de ácido sulfúrico e daí o nome. Por exemplo, baterias com tensão estipulada de 12V são constituídas por um conjunto de 6 células eletroquímicas associadas em série. As baterias de chumbo-ácido mais existentes no mercado são as de 12,24 e 48V.

Baterias de Níquel-Cádmio - Foram utilizadas em aparelhos antigos, como máquinas fotográficas e telemóveis. A estrutura das células é semelhante às de chumbo-ácido sendo, no entanto, constituídas por um ânodo de cádmio, um cátodo de óxido de níquel e um eletrólito de hidróxido de potássio. Comparativamente às baterias anteriores, tem como vantagem o facto de não serem tão afetadas por sobrecargas e pelo facto de poderem ser totalmente descarregadas. No entanto ao longo do seu período de vida útil a sua capacidade a nível de carga vem diminuindo. O seu maior problema diz respeito à sua elevada toxicidade por causa do cádmio.

3.4.9 - Controladores de carga

Os controladores de carga fazem sentido em sistemas fotovoltaicos com baterias associadas. A sua grande função numa instalação fotovoltaica é a de proteger as baterias contra as sobrecargas e descargas profundas. Uma sobrecarga ocorre quando a capacidade da bateria é ultrapassada. Assim o controlador de carga atua como um agente que impede que a bateria continue a receber carga do painel após esta atingir o seu limite em termos de capacidade de armazenamento. Com isto prolonga-se o tempo de vida útil das baterias.

Os controladores de carga utilizam-se principalmente em sistemas autónomos.

A seleção de um controlador de carga deve ser feita consoante o sistema fotovoltaico a ser projetado. Em termos de dimensionamento, a capacidade do controlador deve superar a

corrente dos painéis ou as de consumo, naquele que for o maior valor. Numa primeira fase de dimensionamento deve ser calculada tanto a corrente dos painéis fotovoltaicos como da corrente consumida. Aquela que for mais elevada é a corrente selecionada.

Como exemplo prático imagine-se um sistema a funcionar com uma tensão de 12V. Admita-se um consumo diário de energia de 570Wh e uma produção de 600Wh. Selecionado o maior valor que é o da produção, procede-se à divisão dessa mesma energia de consumo pela tensão do sistema. O resultado de 50A define a corrente que será necessária para a escolha do controlador.

3.4.10 - Condutores elétricos

A correta ligação entre equipamentos é essencial, uma vez que um excesso de cablagens provoca um aumento desnecessário do orçamento do sistema.

Em primeiro ponto tem-se os cabos de fileira que são condutores que fazem a ligação individual entre os módulos fotovoltaicos do gerador e a caixa de junção do mesmo. Na maior parte das vezes estes cabos são visíveis no exterior. Os condutores de polaridade positiva e negativa não devem ser agrupados no mesmo cabo a fim de se evitarem curto-circuitos.

O segundo cabo é o cabo principal DC que estabelece a ligação entre a caixa de junção do gerador fotovoltaico e o inversor. Este tipo de cablagem deve ser enterrado ou então entubado no caso de estarem no exterior, visto ser um tipo de cabo que não é resistente a raios ultravioletas, embora, atualmente, já existam opções sem esta condicionante. Igualmente, para evitar curto-circuitos, não é recomendável associar num só cabo condutores positivos e negativos.

O cabo do ramal em corrente alternada AC liga o inversor à rede recetora com a ajuda de um equipamento de proteção.

De notar a obrigatoriedade de isolar o inversor através de um aparelho de corte (interruptor), em situações em que é necessária manutenção dos aparelhos. Na figura 50 apresenta-se um exemplo de cablagem num sistema.

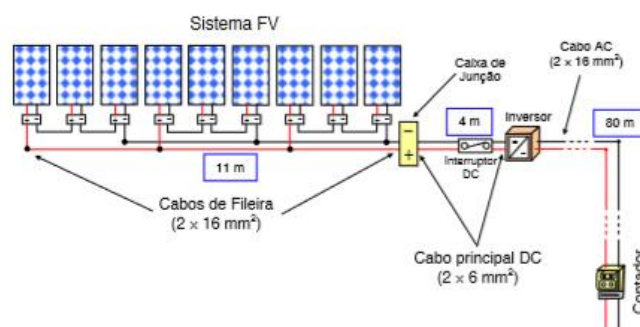


Figura 50-Exemplo de esquema de instalação de sistema fotovoltaico

Está, também, estipulado por normas relativas a dimensionamentos de instalações fotovoltaicas, a necessidade de não ultrapassagem de certos valores para as quedas de tensão ΔU . A verificação das quedas de tensão surge da necessidade de se reduzir tanto quanto possível as perdas resistivas nas cablagens.

As expressões seguintes dizem, de forma simplificada, quais os passos para o correto dimensionamento das cablagens associadas a um sistema fotovoltaico. Tal como em instalações elétricas, e de forma mais ou menos complexa, é necessária a verificação tanto da condição de aquecimento como da condição de queda de tensão. Todas estas verificações surgem após o cálculo da seção a usar em determinado cabo [27].

Seção a usar no cabo

$$S = \frac{2 \times I \times L}{1\% \times V \times \sigma} \quad (3.25)$$

Sendo:

L – comprimento do cabo (m);

I – corrente que percorre o cabo (A);

V – Máxima tensão no cabo (400V no caso de ser trifásico) (V);

σ – Condutividade térmica do material ($m\Omega/mm^2$);

Caso o sistema seja trifásico, a secção calcula-se usando a expressão 3.24

$$S = \frac{1 \times \sqrt{3} \times I \times L}{1,5\% \times V \times \sigma} \quad (3.26)$$

Na expressão 3.23 o número 2 representa a ida e volta do condutor. Nas duas expressões os fatores 1% e 1.5% representam os fatores de perdas nos cabos.

Condição de aquecimento

Sendo:

I_s – Corrente de serviço (A);

I_z – Corrente máxima admitida (A);

É necessário que:

$$I_s \leq I_z \quad (3.24)$$

Condição de queda de tensão

A expressão 3.5 diz respeito à fórmula de cálculo da queda de tensão no caso de o sistema ser monofásico.

$$\Delta U = 2 \times L \times I_s \times (rF \cos \phi + xF \sin \phi) \times \frac{100\%}{230} \quad (3.27)$$

Em que:

rF – resistência linear do condutor de fase à temperatura de funcionamento da canalização (Ω/km);

xF – resistência linear do condutor de fase (Ω/km);

I_s – é a corrente de serviço (A);
 L – Comprimento do cabo (m);
 $\cos\phi$ – fator de potência;
 S – seção dos condutores (mm^2);
 2 – coeficiente para circuitos monofásicos;

No caso de o sistema ser trifásico aplica-se a expressão 3.26.

$$\Delta U = I_s \times L \times (rF\cos\phi + xF\sin\phi) \times \frac{100\%}{230} \quad (3.28)$$

A CERTIEL define quedas de tensão máximas para o cobre de 1%.

3.4.11 - Fusíveis de Fileira

De modo a proteger os cabos de eventuais sobrecargas recorrem-se a fusíveis de fileiras que funcionam em corrente contínua DC. Isolar eletricamente fileiras é um passo de dimensionamento que nunca deve ser ignorado.

Relativamente à condição de sobrecarga, vem que.

$$\begin{cases} I_b \leq I_n \leq I_z \\ I_f \leq 1.45I_z \end{cases} \quad (3.29)$$

Onde:

I_b – corrente de serviço na canalização (A);
 I_n – corrente estipulada do dispositivo de proteção (A);
 I_z – corrente máxima admissível na canalização (A);
 I_f – corrente convencional de funcionamento do dispositivo de proteção (A);

Teoricamente, pretende-se que a corrente máxima admissível na canalização (I_z) seja superior à corrente nominal fusível (I_n) e inferior à corrente I_f . Esta por sua vez quer-se menor ou igual que 1.45 vezes a corrente máxima admissível pelo cabo (I_z).

3.4.12 -Díodos de bloqueio

Sabendo, de antemão, que um díodo é um dispositivo semicondutor e que as duas principais características dizem respeito à corrente máxima que podem transmitir e à tensão máxima que podem bloquear quando desligados, facilmente se conclui a utilização de díodos para impedir fluxos de correntes. Sistemas com n módulos em série podem ser protegidos contra correntes reversas através de díodos de bloqueio. Essas correntes inversas dão-se devido a situações em que existe diferenças de tensão nos diferentes ramos. O ramo de menor tensão funciona como carga sendo que a corrente dos ramos de maior tensão flui para os de menor tensão ocasionando aquecimento no último e posterior perda de potência. Admitindo-se, ainda, a existência de um painel solar com várias células ligadas em série. No caso da ocorrência de sombreamento, o painel torna-se menos eficiente. Um díodo de bloqueio permite que a perda de tensão, devido

à baixa radiância resultante do sombreamento, em determinada célula possa ser compartilhada com outras, por forma a normalizar a produção e com intuito de não existirem picos de tensão e criações de pontos quentes.

No caso da existência da bateria e na hipótese de a tensão desta ser maior que a do painel solar, o díodo de bloqueio (figura 51) desliga o fluxo. Em horas em que existe radiação incidente este funciona de forma a evitar a descarga da bateria devido a células danificadas.

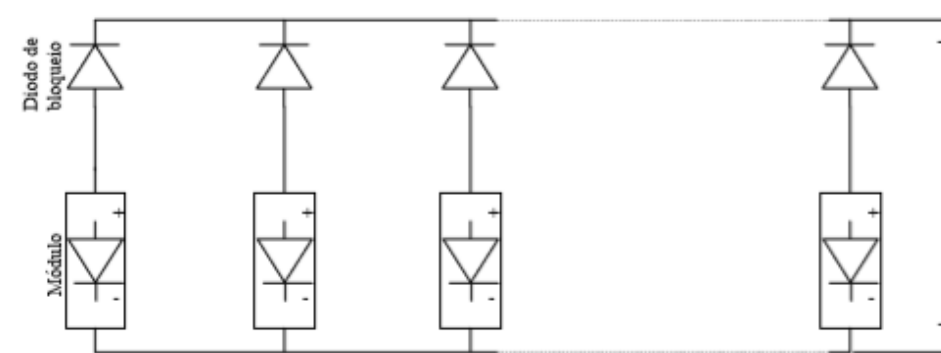


Figura 51-Módulos fotovoltaicos em série com díodos de bloqueio

Capítulo 4

Legislação e funcionamento do autoconsumo numa UPAC

4.1 - Enquadramento Nacional do Autoconsumo

O Autoconsumo é uma atividade onde a produção de energia provém de fontes renováveis, podendo enquadrar-se numa pequena ou grande produção. A produção de energia para autoconsumo está, desde há muito tempo, presente na legislação portuguesa. Segundo o **decreto-lei nº189/88** de 27 de Maio de 1988, é regulada a atividade de produção para autoconsumo com recurso a fontes de energia renováveis.

O avanço da tecnologia associada à conversão fotovoltaica implica uma adaptação por parte do país, por forma a acompanhar os avanços, resultando em diversas alterações na legislação portuguesa. É a 24 de Novembro de 1995 que surge o **decreto-lei nº 313/95** que estabelece a possibilidade do exercício da atividade de produção fotovoltaica por parte de diferentes entidades, sejam elas entidades singulares, coletivas, públicas ou ainda privadas. Mais recentemente, com o **decreto-lei nº34/2011**, de 8 de Março de 2011, prevê-se que determinada entidade, que detenha um contrato de fornecimento de eletricidade com consumos relevantes na sua instalação, pode exercer a atividade, com recurso à instalação de uma unidade de miniprodução no mesmo local servido por essa.

4.2 - Legislação Atual

A atual legislação para o autoconsumo baseia-se no **decreto lei nº153/2014** de 20 de Outubro. Esse decreto lei estabelece a existência de entidades cujas funções estão especificadas. Assim a atual legislação define que:

Comercializador - “a entidade titular de um registo de comercialização de eletricidade em mercado ou qualquer outro operador legalmente autorizado a fornecer eletricidade”.

Entidade instaladora - “a entidade titular de alvará emitido pelo Instituto dos Mercados Públicos, do Imobiliário e da Construção, I. P. (IMPIC, I.P) para a execução de instalações de produção de eletricidade ou o técnico responsável pela execução, a título individual, de instalações elétricas quando estas tenham uma potência até 50kVA, nos termos da legislação que aprova os requisitos de acesso e exercício da atividade das entidades e profissionais responsáveis pelas instalações elétricas”.

Produtor - “a entidade titular de um registo para a produção de eletricidade por intermédio de uma UP, nos termos do presente decreto-lei”.

Neste decreto lei são, ainda, definidos outros aspetos importantes. Define-se como energia consumida, aquela que é utilizada na instalação elétrica, seja proveniente da unidade de autoconsumo (UPAC) ou da Rede elétrica (RESP). Ainda relativamente a este decreto e, segundo o mesmo:

Alta tensão (AT) “a tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45kV e igual ou inferior a 110kV”.

Baixa tensão (BT) “a tensão entre fases cujo eficaz é igual ou inferior a 1kV”.

Do estudo do sistema fotovoltaico no lar, importa esclarecer, segundo o decreto lei atual, o que se entende por Baixa tensão Especial (BTE).

Baixa tensão especial (BTE) “a classificação tarifária de fornecimentos em BT com potência contratada superior a 41,4kVA”. A potência contratada pela instalação em estudo é de 85kW.

Segundo o **decreto-lei nº134/2014**, define-se potência instalada como sendo a potência ativa e aparente dos aparelhos de produção de eletricidade com unidades dadas em kW e kVA. Por outro lado, a potência de ligação, em instalações com inversor, é aquela potência nominal que se encontra à saída desses mesmos equipamentos. O produtor pode ou não injetar essa potência na rede elétrica (RESP).

Para instalação de uma unidade de autoconsumo, a entidade interessada precisa de cumprir determinados requisitos. No caso do lar trata-se de uma UPAC.

- ➔ Caso a instalação de utilização de energia elétrica esteja ligada à rede, a entidade deverá ser titular do contrato de fornecimento de energia que foi celebrado com o seu comercializador de eletricidade;
- ➔ A potência de ligação da unidade de produção fotovoltaica deverá ser menor ou igual a 100% da potência contratada;
- ➔ A potência instalada na unidade de produção de autoconsumo (UPAC) não pode ser duas vezes superior à potência de ligação;
- ➔ Caso a UPAC esteja ligada à rede elétrica, o promotor deverá proceder à averiguação das condições técnicas de ligação no local onde quer instalar a unidade;

É definido que:

SERUP “o Sistema Eletrónico de Registo da UPAC e da UPP, que constitui uma plataforma eletrónica de interação entre a Administração Pública, os promotores, os produtores e demais intervenientes no procedimento de registo e nas vicissitudes do registo, acessível através do portal eletrónico disponibilizado para o efeito”. Segundo o presente decreto-lei, “é permitida a pluralidade de registos de UP em nome do mesmo produtor, desde que a cada instalação de utilização só esteja associada uma única UP em nome do mesmo produtor”.

Para se proceder ao registo das unidades de produção com potência instalada maior que 1,5kW, é necessário o respetivo pedido no SERUP concluindo-se o procedimento com a

aceitação do pedido. “O registo da UP torna-se definitivo com a emissão do certificado de exploração”.

Em termos de procedimentos para a instalação da UP, esta deve ser obrigatoriamente executada por entidades de instalações elétricas particulares ou técnicos devidamente aptos para tal. Os equipamentos da instalação devem estar certificados pelo “organismo acreditado nos termos do Regulamento (CE) nº765/2008, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 9 de Julho de 2009, para a certificação em causa.” Aquando da instalação, a entidade instaladora deve verificar se os equipamentos estão ou não certificados segundo os termos do Regulamento especificados.

Especificando para o caso das Unidades de Produção para o Autoconsumo (UPAC), a tabela 4.2 destaca os tópicos mais importantes e que são regidos pelo **decreto-lei nº134/2014**.

A unidade de produção para autoconsumo (UPAC) de fonte renovável injeta a energia produzida preferencialmente na instalação de consumo. É usada como forma de satisfazer as necessidades de consumo, sendo a energia elétrica produzida pelo sistema injetada instantaneamente na instalação de consumo. Como já dito, o excedente pode ou não ser injetado na RESP. Contudo caso o consumidor não pretenda injetar excedentes precisa de um aparelho que limite a injeção de potência. No caso de a UPAC produzir anualmente mais do que o que consumo no local de produção, o excedente não será remunerado. Para haver remuneração, o produtor precisa de certificado de exploração e respetivo contador (sistemas com potências instaladas superiores a 1,5kWp). A energia é vendida a uma tarifa dependente a potência instalada no sistema fotovoltaico. Note-se que é necessário o pagamento de uma taxa de registo (Potências superior a 1,5kWp) junto do sistema eletrónico de registo de unidades de produção (SERUP).

Tabela 1-Resumo da legislação sobre autoconsumo

| Autoconsumo (UPAC) | |
|---------------------------|---|
| | 1. Produção de energia por fontes renováveis com ou sem ligação à rede (RESP); |
| | 2. A injeção de energia é feita preferencialmente nas instalações de consumo, podendo, no entanto, os excedentes serem injetados na RESP; |
| | 3. $Potência\ de\ Ligação \leq Potência\ Contratada$; |
| | 4. A instalação da UPAC dá-se no mesmo local servido para instalação de utilização; |
| | 5. A UPAC com potência instalada superior a 1,5kW ligada à RESP está sujeita ao pagamento de uma compensação mensal nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração; |
| | 6. É obrigatória a contagem da eletricidade produzida e injetada se for esse o caso (para UPAC ligada à RESP com potência instalada superior a 1,5kW); |

4.3-Conclusão do capítulo 4

A breve abordagem acerca do estudo das leis teve como principal propósito perceber a viabilidade legal do dimensionamento do sistema fotovoltaico no lar. Não é possível projetar um sistema sem seguir as leis em vigor. É fundamental dar uma ideia geral de que como se

pode enquadrar uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) com ligação à rede e sem injeção na mesma.

A subida do preço da energia nos últimos anos, aliada ao abaixamento da tecnologia fotovoltaica, torna o autoconsumo uma excelente alternativa para diminuir faturas.

Por outro lado, vale a pena indicar as principais vantagens de um sistema de autoconsumo fotovoltaico:

- ➔ Redução de custos energéticos: A produção fotovoltaica para uma dada instalação é uma excelente forma de reduzir custos a nível de faturas energéticas;
- ➔ Uso de energia 100% limpa: O fato de se estar a produzir eletricidade com recurso a fontes de energia limpas, promove uma estratégia de sustentabilidade ambiental, uma vez que a energia produzida através de um sistema solar fotovoltaico contribui para a redução das emissões de gases que poderão causar efeito de estufa;
- ➔ Retorno financeiro: Um sistema bem dimensionado apresenta um rápido retorno financeiro, ou seja, é possível ter o sistema completamente pago com os lucros respetivos da sua implementação em poucos anos após a instalação;
- ➔ Independência energética: A independência energética, além da redução de custos energéticos, promove uma imunidade aos aumentos das tarifas de eletricidade;

As desvantagens são, igualmente, dignas de serem mencionadas:

- ➔ Preço da energia fotovoltaica: Apesar de se registar uma diminuição do preço da energia solar em termos de equipamentos, os valores estimados para o custo de um sistema fotovoltaico ainda superam outras formas de energia;
- ➔ Alterações climáticas: é uma das grandes desvantagens e que é praticamente impossível de ser contrariada quando as condições são desfavoráveis. A produção energética está dependente da exposição dos módulos à luz solar. Em anos com menores dias de Sol é exetável uma natural diminuição da produção fotovoltaica conseguida;

Capítulo 5

Dimensionamento de um sistema fotovoltaico nas instalações do lar

Como dito no capítulo 1, aqui se abordarão os procedimentos adotados para a realização da implementação e dimensionamento nas instalações da ATRPT. Neste trabalho falar-se-á, mais pormenorizadamente, dos sistemas solares fotovoltaicos ligados à rede, já que será este tipo o utilizado no projeto.

5.1 - Características locais

O lar localiza-se em Vila Nova de Gaia, mais concretamente em Valadares, na rua Chão do Vale número 96. Uma imagem via *Google Maps* (figura 52) ajuda a dar uma noção sobre as características locais.



Figura 52-Localização do lar de S. Gabriel em Valadares

O lar não tem nenhum terreno extra que permita a implementação do conjunto de painéis solares fotovoltaicos, pelo que o dimensionamento deverá ser feito nestas mesmas instalações. Uma outra nota diz respeito à existência de painéis solares térmicos no telhado mais a Este. Aquilo que se pretende será a implementação de uma unidade de autoconsumo fotovoltaica ligada à rede que sirva os interesses do lar, permitindo uma redução de despesas associadas a custos de eletricidade. A proposta aqui apresentada será relativa a um sistema fotovoltaico com potência instalada de 3kW, sabendo que o lar tem uma potência contratada de 85kW. O desenvolvimento da ideia vem no intuito da redução de despesas através de uma proposta o

mais barata possível e que dê, obviamente, retorno financeiro esperado. Caso a direção fique satisfeita com os resultados apresentados pela proposta mais baixa, então um novo investimento poderá ser feito.

5.2 - Informação relativa a dados meteorológicos

5.2.1 - Irradiação

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico começa sempre com o estudo da radiação que atinge a superfície em questão. Obter estes dados de forma mais precisa, como já mencionado no capítulo 2.2.3 é difícil, pelo que teve de se retirar informações de fontes também elas fidedignas. Como sabido, foi utilizado o *software* PVGIS.

Na tabela 2 apresenta-se uma tabela com informação de vários tipos de radiância para o mês de Junho.

Tabela 2-Dados da radiância Global no PVGIS (coluna G)

| Time | G | G _d | G _e | DNI | DNI _e | A | A _d | A _e |
|-------|-----|----------------|----------------|-----|------------------|-----|----------------|----------------|
| 04:52 | 32 | 32 | 20 | 0 | 0 | 225 | 64 | 278 |
| 05:07 | 44 | 44 | 27 | 0 | 0 | 344 | 113 | 417 |
| 05:22 | 56 | 55 | 34 | 0 | 0 | 424 | 130 | 520 |
| 05:37 | 67 | 66 | 41 | 0 | 0 | 493 | 145 | 607 |
| 05:52 | 69 | 62 | 42 | 384 | 547 | 551 | 157 | 679 |
| 06:07 | 107 | 74 | 87 | 421 | 600 | 600 | 167 | 741 |
| 06:22 | 149 | 86 | 137 | 453 | 645 | 642 | 176 | 793 |
| 06:37 | 193 | 97 | 191 | 481 | 685 | 678 | 183 | 837 |
| 06:52 | 238 | 108 | 247 | 505 | 719 | 708 | 188 | 875 |
| 07:07 | 284 | 118 | 305 | 526 | 750 | 734 | 192 | 907 |
| 07:22 | 330 | 126 | 364 | 545 | 776 | 756 | 196 | 934 |
| 07:37 | 376 | 134 | 423 | 562 | 800 | 775 | 198 | 958 |
| 07:52 | 421 | 142 | 482 | 577 | 821 | 791 | 199 | 978 |

Interessam os dados relativos à radiação global disponíveis na coluna relativa à variável G. A análise da radiação incidente com recurso ao programa permite-nos verificar que os valores mais elevados são os de Junho, Julho e Agosto. O PVGIS permite, igualmente, obter informações relativas à produção fotovoltaica conseguida.

5.2.2 - Orientação dos painéis

A orientação pode ser dada pela fórmula 3.14 apresentada no capítulo 3.2.3

Latitude Local = 41.091°. Assim $3,7 + 0,69 \times 41,091 \approx 32^\circ$.

Uma outra forma de obtenção da correta orientação dos painéis surge com a utilização do *software* PVSYS (figura 53).

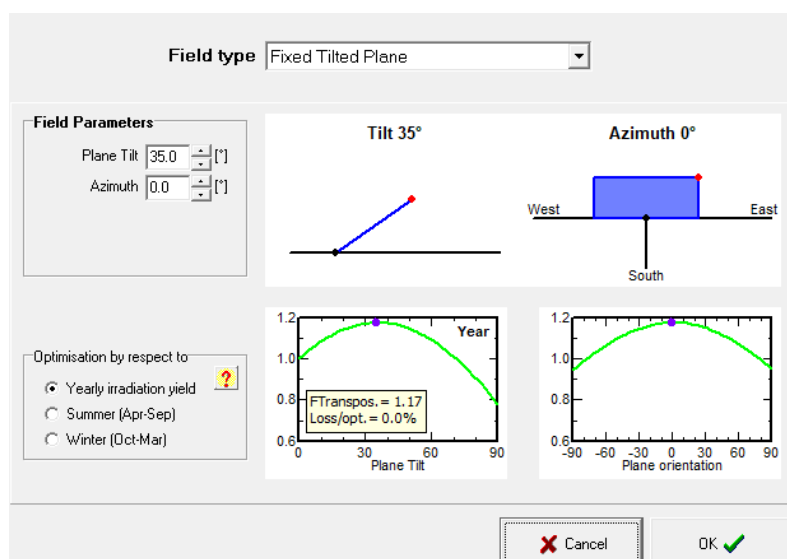


Figura 53-Colocação de dados no PVSYST

A orientação foi baseada tendo como ponto de referência a cidade do Porto. A orientação também pode ser obtida no PVGIS otimizando a inclinação dos painéis num subtítulo que diz (*Optimize Slope*) (figura 54).

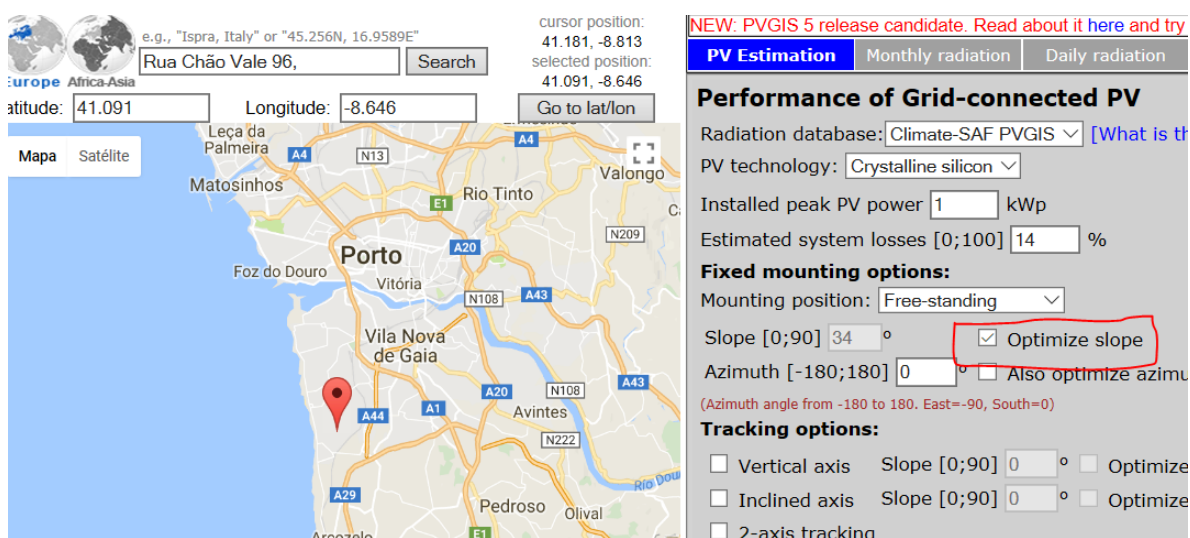


Figura 54-Otimização da inclinação dos painéis no PVGIS

Acedendo à radiação diária no PVGIS obtemos um valor otimizado da inclinação dos painéis (tabela 3).

Tabela 3-Dados relativos à inclinação do sistema no PVGIS

PVGIS Estimates of average daily profiles

Results for: November

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Inclination of plane: 35 deg.

Orientation (azimuth) of plane: 0 deg.

| Time | G | G _d | G _c | DNI | DNI _c | A | A _d | A _c |
|-------|-----|----------------|----------------|-----|------------------|-----|----------------|----------------|
| 07:22 | 30 | 30 | 16 | 0 | 0 | 16 | 13 | 8 |
| 07:37 | 136 | 58 | 197 | 216 | 442 | 318 | 97 | 536 |
| 07:52 | 189 | 79 | 278 | 264 | 539 | 385 | 115 | 650 |
| 08:07 | 233 | 91 | 351 | 301 | 615 | 432 | 123 | 732 |
| 08:22 | 274 | 102 | 421 | 330 | 675 | 469 | 130 | 798 |
| 08:37 | 314 | 112 | 487 | 354 | 723 | 500 | 136 | 850 |
| 08:52 | 351 | 120 | 551 | 373 | 763 | 526 | 142 | 893 |

Assim sendo, considerou-se como inclinação ótima dos painéis os 35° que não diferem muito do valor encontrado de 32° pela fórmula. Contudo, sabendo que a inclinação do telhado é de 28°, será esta a inclinação a adotar, uma vez que a instalação de estruturas de suporte encarece desnecessariamente a obra.

Ainda no PVSYSY, obteve-se o fator de transposição que representa a relação entre a irradiação no plano e a irradiação global horizontal. Esse valor é de 1.17. Os painéis devem estar orientados para sul geográfico.

5.2.3 - Características do local de instalação

O local da instalação dos painéis figura-se na imagem 55.

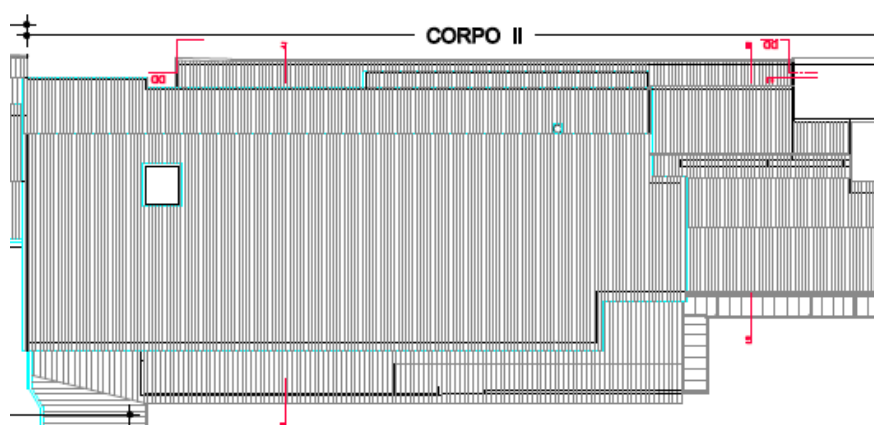


Figura 55-Local de instalação dos painéis

O recorte faz parte da planta do edifício e foi entregue pelo arquiteto da obra para análise. Utilizando, mais uma vez, uma imagem do *Google Earth*, delimita-se a zona onde irão ser instalados os painéis.



Figura 56-Zona de instalação dos painéis a preto

A zona considerada é muito boa uma vez que apresenta orientação voltada para Sul geográfico e inexistência de qualquer tipo de sombreamento. O telhado do lado esquerdo, por sua vez, apresenta pequenos sombreamentos, especialmente nas extremidades pelo fato de ser mais baixo que o telhado escolhido. Com a ferramenta do GOOGLE EARTH, mediram-se os comprimentos fazendo-se o posterior cálculo das áreas. A área a preto é de $\approx 193m^2$.

O único procedimento a ter em conta em questões relativas a sombreamento diz respeito à distância necessária entre painéis. Caso não seja calculada a distância mínima, poderá haver problemas que se levantam com sombreamento mútuo entre fileiras consecutivas. Para o cálculo da distância entre painéis é preciso um diagrama que represente a trajetória do sol ao longo do ano (figura 57). Esse diagrama obtém-se no PVSYST.

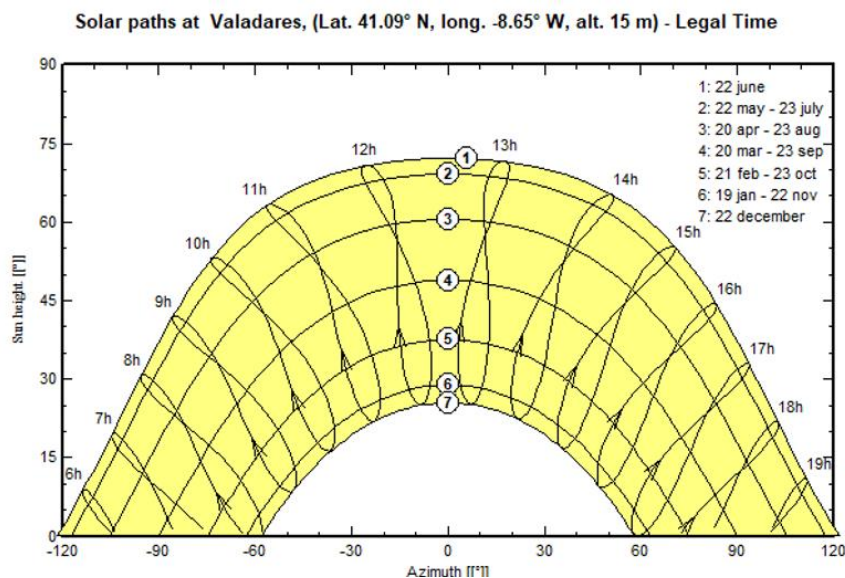


Figura 57-Diagrama solar obtido para Valadares

Da análise da figura 59 verifica-se que a 22 de Dezembro o ângulo a que corresponde a altura mínima do Sol é de sensivelmente 25°. Admitindo que já se sabe a altura dos módulos fotovoltaicos e a orientação dos mesmos, é possível através da expressão 3.13 do subcapítulo 3.1.3, o cálculo da distância entre painéis. No entanto, e, como já referido atrás, adotar-se-á a inclinação do telhado, pelo que os painéis podem estar encostados uns aos outros e não haverá

problemas de sombreamento. Desta forma, não é preciso o cálculo da distância entre módulos fotovoltaicos.

5.3 - Escolha dos equipamentos necessários

5.3.1 - Painéis fotovoltaicos escolhidos

Os módulos escolhidos para dimensionar o sistema foram os **SW-260 POLY** da marca *Solarworld*. As especificações listadas na tabela 4 foram retiradas da sua *datasheet*. O resto da *datasheet* está disponível no Anexo A.

Tabela 4- Características do painel escolhido

| Tecnologia | Silício Policristalino |
|---|------------------------|
| Tensão em circuito-aberto (V_{oc}) (V) | 38.4V |
| Corrente de curto-circuito (I_{sc}) (A) | 8.94A |
| Potência Máxima (MPP) (Wp) | (260±2%)Wp |
| Corrente Máxima (I_{mpp}) (A) | 8.37A |
| Tensão Máxima (U_{mpp}) (V) | 31.4V |
| Dimensões do painel (mm) | (1675×1001×33) mm |
| Eficiência dos módulos (%) | 15.51% |
| NOCT (°C) | 46°C |

A tecnologia foi escolhida com base na sua qualidade-preço, sendo a qualidade medida basicamente em termos de eficiência na conversão fotovoltaica.

5.3.2 - Escolha dos inversores

Os inversores escolhidos foram os **Sunny Boy 1.5-TL** da marca **SMA**. A sua razão qualidade-preço é bastante satisfatória. O fato da sua potência não ser muito alta constitui uma medida

para minimizar impactos por eventuais avarias. Por outro lado, não era pretendido um inversor com potência muito alta por causa de sobredimensionamentos e custos adicionais pela maior potência. As principais características destes inversores estão na tabela 5. A datasheet encontra-se no anexo B.

Tabela 5- Características dos inversores escolhidos

| | |
|-----------------------------------|-------|
| Corrente máxima DC na entrada (A) | 10A |
| Máxima Potência DC (W) | 1600W |
| Máxima tensão DC na entrada (V) | 600V |
| Mínima tensão DC na entrada (V) | 80V |

5.3.3 - Cálculo do número de módulos fotovoltaicos e de inversores

Por forma a obter o número de painéis a instalar no sistema usa-se a seguinte expressão, partindo, já, do princípio, que se sabe a potência fotovoltaica a instalar.

$$n^{\circ} \text{ módulos fotovoltaicos} = \frac{\text{Potência a instalar (kW)}}{\text{Potência de pico do painel (kWp)}} \quad (5.1)$$

O que para um sistema de 3kW e para módulos de 260Wp dá o seguinte número.

$$n^{\circ} \text{ painéis fotovoltaicos} = \frac{3000W}{260W} \approx 12 \text{ painéis}$$

Um outro aspeto importante a ser considerado, diz respeito à área disponível e qual a porção que o sistema a instalar irá ocupar.

Com consulta da *datasheet* do painel podemos obter a área que ocupam 12 unidades e que é $12 \times (1,675 \times 1,001)m^2 \approx 20m^2$. Ora, sabendo que o espaço disponível para a instalação é de $193m^2$, o sistema irá ocupar sensivelmente 10% do espaço disponível. Constata-se, assim, que existe muita margem de manobra para um investimento futuro. Muito provavelmente o maior entrave a um aumento da potência instalada será o orçamento ao invés do espaço disponível.

Relativamente ao número de inversores, sabendo de antemão a potência dos mesmos, fica, igualmente, simples determinar o número de unidades necessárias. O número de inversores necessários obtém-se pelo quociente entre a potência instalada no sistema e a potência máxima do mesmo inversor.

$$n^{\circ} \text{ inversores} = \frac{3000W}{1600W} = 1,88 \rightarrow 2$$

Ou seja, é possível projetar um sistema fotovoltaico com a presença de dois inversores.

5.3.4 - Dimensionamento dos inversores

Dimensionar inversores implica um conhecimento do número de módulos em série ligados a ele. Esse mesmo número é fixado pelo valor da tensão máxima DC permitida para interligar os módulos em série, bem como pela tensão máxima à entrada do inversor. Por outro lado, é necessário ter em conta que a temperatura influencia diretamente a tensão dos painéis. É de esperar no Verão, com temperaturas mais altas, que a tensão em circuito aberto V_{OC} seja mais baixa que no Inverno. O próprio dimensionamento requer uma verificação com o intuito de nunca serem ultrapassados os limites inferiores e superiores da tensão de entrada em cada MPPT do inversor.

Para este dimensionamento é necessário considerar a temperatura normal de funcionamento que se irá admitir como sendo 25°C. Feito isto, estipula-se um limite de temperatura de funcionamento da célula: [-10;70]°C. Claramente que os módulos nunca irão trabalhar nestas condições extremas de temperatura, contudo é necessário estudar esses dois casos mais extremos.

Cálculo do número mínimo de módulos numa *string* - A obtenção do número mínimo de módulos da *string* obtém-se aplicando-se o quociente entre a tensão de funcionamento mínima do inversor bem como a tensão mínima de funcionamento do módulo fotovoltaico. Sabendo que a tensão mínima do módulo ocorre à temperatura que se assumiu como máxima (70°C), usa-se a expressão seguinte para o cálculo da tensão mínima de funcionamento do módulo.

$$V_{MPP(70^{\circ}\text{C})} = \left(1 + \frac{(70^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \times \Delta u(\%) }{100}\right) \times V_{MPP(CTS)} \quad (5.2)$$

$$V_{MPP(70^{\circ}\text{C})} = \left(1 + \frac{45 \times (-0,31)}{100}\right) \times 31,4 = 27,02V$$

Sabendo esta tensão mínima de funcionamento, é possível calcular o número mínimo de módulos numa *string*.

$$n^{\circ} \text{ mínimo de módulos em série na string} = \frac{V \text{ min inversor}}{V_{MPP(70^{\circ}\text{C})}} \quad (5.3)$$

$$n^{\circ} \text{ mínimo de módulos em série na string} = \frac{80V}{27,02V} \approx 3 \text{ módulos em série}$$

Cálculo do número máximo de módulos numa *string* - Para o cálculo do número módulos numa *string* é preciso entrar com os valores máximos da tensão que o módulo consegue atingir, sendo que esses valores são obtidos para uma temperatura de funcionamento mínima, que se admitiu ser de -10°C. Para o cálculo desse valor, divide-se a tensão máxima de funcionamento do inversor pela tensão máxima de funcionamento do módulo.

Essa tensão é dada pela seguinte expressão.

$$V_{OC(-10^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{(70^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \times \Delta u(\%) }{100}\right) \times V_{OC(CTS)} \quad (5.4)$$

$$V_{OC(-10^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{(45^{\circ}\text{C}) \times (-0,31)}{100}\right) \times 38,4 = 43,76V$$

Pelo que o número máximo de módulos em série numa *string* é dado por:

$$n^{\circ} \text{ máximo de módulos em série na string} = \frac{V_{\text{max inversor}}}{V_{OC(-10^{\circ}\text{C})}} \quad (5.5)$$

$$n^{\circ} \text{ máximo de módulos em série na string} = \frac{600V}{43,76V} \approx 14 \text{ módulos em série}$$

Cálculo do número de strings em paralelo

Este número máximo pode ser obtido dividindo-se a máxima corrente do inversor e a corrente máxima por *string*, que corresponde à corrente I_{mpp} do painel, que se obtém com recurso à *datasheet*.

$$n^{\circ} \text{ máximo de string em paralelo} = \frac{I_{\text{max inversor}}}{I_{mpp}} \quad (5.6)$$

$$n^{\circ} \text{ máximo de strings em paralelo} = \frac{12,5A}{8,37A} \sim 2$$

O número máximo de *strings* em paralelo é de 2.

Desta forma, considerando todos os fatores abordados é possível projetar um sistema com número de módulos em série na *string* entre 3 e 14. Por outro lado, o número máximo de *strings* em paralelo é de 2 e são precisos 2 inversores no sistema.

A ideia será a de um sistema com 2 inversores. Cada inversor tem 1 *string* com 6 módulos fotovoltaicos ligados em série.

5.3.5 - Verificação das tensões e correntes

Apenas é possível adotar esta configuração, caso obedeça a um estudo de limites das corrente e tensões tendo em conta as características dos módulos e dos inversores escolhidos. Adotando, como dito em cima, uma configuração de 2 inversores, estando a cada um deles ligados 6 módulos fotovoltaicos ligados em série (1 *string*), as seguintes equações terão de ser satisfeitas, por forma a se avançar com o projeto.

$$n^{\circ} \text{ módulos por fileira} \times V_{MPP}(70^{\circ}\text{C}) > V_{\text{min inversor}} \quad (5.7)$$

$$n^{\circ} \text{ módulos por fileira} \times V_{MPP}(-10^{\circ}\text{C}) < V_{\text{max inversor}} \quad (5.8)$$

$$n^{\circ} \text{ módulos por fileira} \times V_{CA}(-10^{\circ}\text{C}) < V_{CC \text{ max inversor}} \quad (5.9)$$

$$n^{\circ} \text{ strings em paralelo} \times I_{MPP} < I_{CC \text{ max inversor}} \quad (5.10)$$

Sendo:

$n^{\circ} \text{ módulos por fileira}$ – número de módulos por fileira adotados na configuração;

n° strings em paralelo – quantidade de strings ligadas a cada inversor na configuração;

Para a verificação é, ainda necessário o cálculo de $V_{MPP}(-10^{\circ}\text{C})$.

$$V_{MPP}(-10^{\circ}\text{C}) = \left(1 + \frac{((-10^{\circ}\text{C}) - 25^{\circ}\text{C}) \times (-0,31)}{100}\right) \times 31,4 = 34,80\text{V}$$

Verificando, então, as equações tem-se.

$$6 \times 27,02\text{V} > 80\text{V} \Leftrightarrow 162,1\text{V} > 80\text{V} \quad \checkmark$$

$$6 \times 34,8\text{V} < 600\text{V} \Leftrightarrow 208,8\text{V} < 530\text{V} \quad \checkmark$$

$$6 \times 43,76\text{V} < 600\text{V} \Leftrightarrow 262,6\text{V} < 600\text{V} \quad \checkmark$$

$$1 \times 8,37\text{A} < 10\text{A} \Leftrightarrow 8,37\text{A} < 10\text{A} \quad \checkmark$$

Assim sendo, adota-se esta configuração, com os painéis montados na vertical.

5.3.6 - Dimensionamento das cablagens no PVSOL

Para fazer o dimensionamento da cablagem a usar era necessário ter ideia do formato do sistema fotovoltaico a ser usado. Para o estudo da quantidade de cada cabo a usar usou-se o software PVSOL.



Figura 58- Localização futura dos módulos fotovoltaicos

O programa permite, também, projetar um sistema fotovoltaico. A zona foi escolhida a partir do GOOGLE MAPS (figura 58) e o modelo 3D criado com base no GOOGLE EARTH PRO. Relativamente aos módulos fotovoltaicos foi possível escolher os painéis que já tinham sido indicados anteriormente (figura 59).

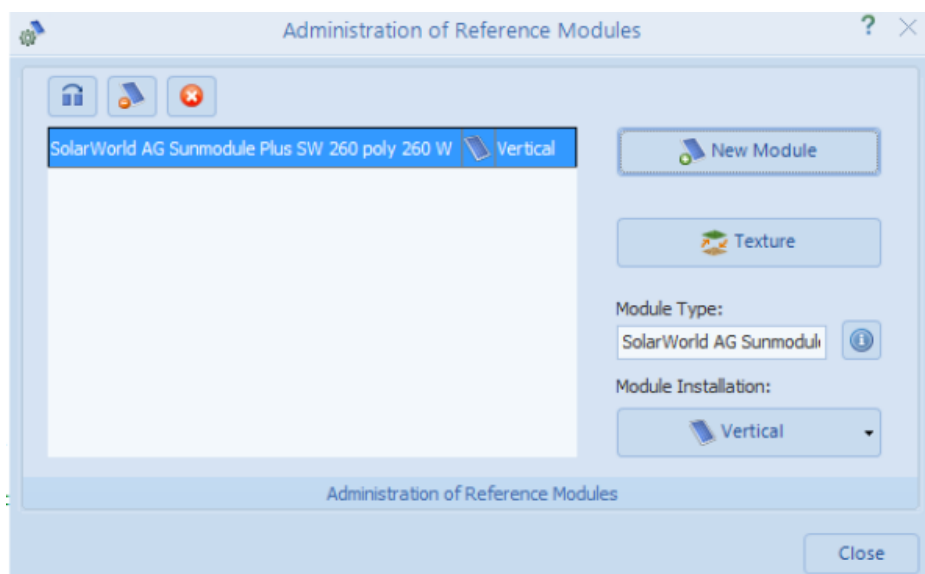


Figura 59- Escolha dos módulos fotovoltaicos no PVSOL

O programa também permitiu fazer um dimensionamento dos inversores (figura 60).

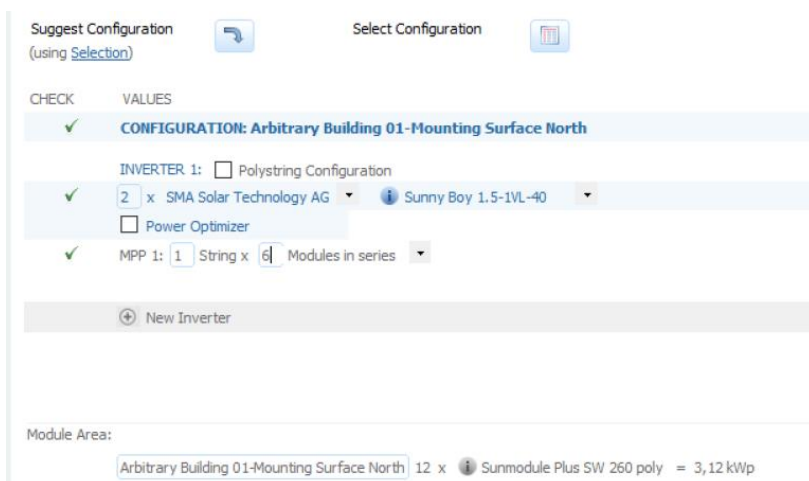


Figura 60-Dimensionamento dos inversores no PVSOL

Os sinais a verde na forma de visto (figura 60) revelam que a presença de dois inversores, estando ligados a cada um deles uma fileira de 6 painéis de 260Wp constitui uma possibilidade de sistema que pode ser perfeitamente adotada. Os inversores escolhidos revelam, desta forma, recursos suficientes para que o projeto seja bom em termos de eficiência energética.

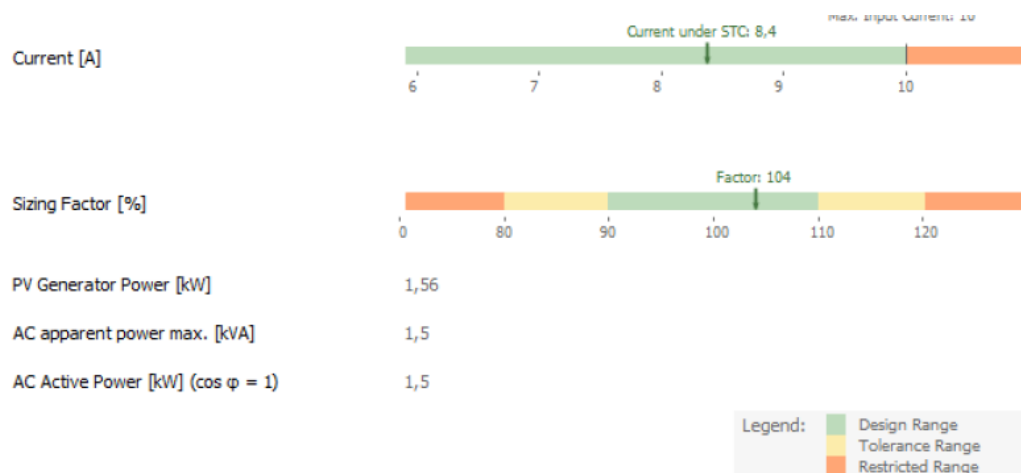


Figura 61-Fator de dimensionamento

O PVSOL também calcula, com base na configuração escolhida, o fator de dimensionamento dos inversores (figura 61), que é o quociente entre a potência do gerador fotovoltaico e a potência do inversor. Um fator de 104% revela uma boa escolha adotada, uma vez que se encontra dentro do intervalo dado pela expressão 3.24 do subcapítulo 3.4.6.

Contudo, para além de saber se os inversores escolhidos eram os melhores, o que se pretendia especificamente com o PVSOL era um estudo das cablagens. Para o dimensionamento das cablagens é necessário um estudo prévio das mesmas. Através do PVSOL é possível gerar imagens 2D (figura 62) da melhor configuração das cablagens consoante os módulos e os inversores escolhidos. Por outro lado, o programa calcula o comprimento de algumas cablagens DC.

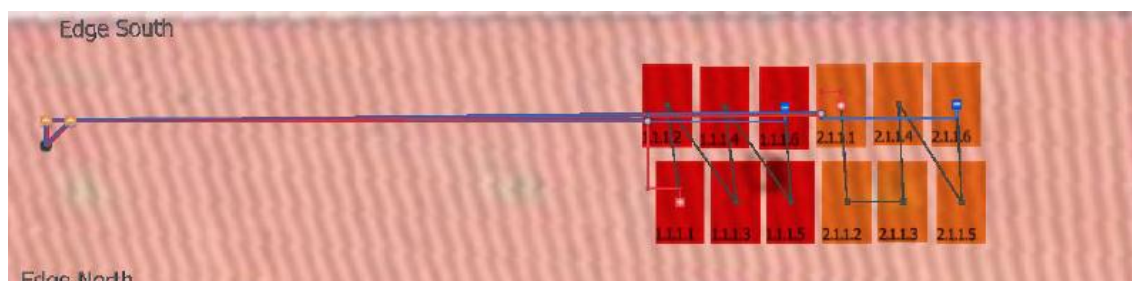
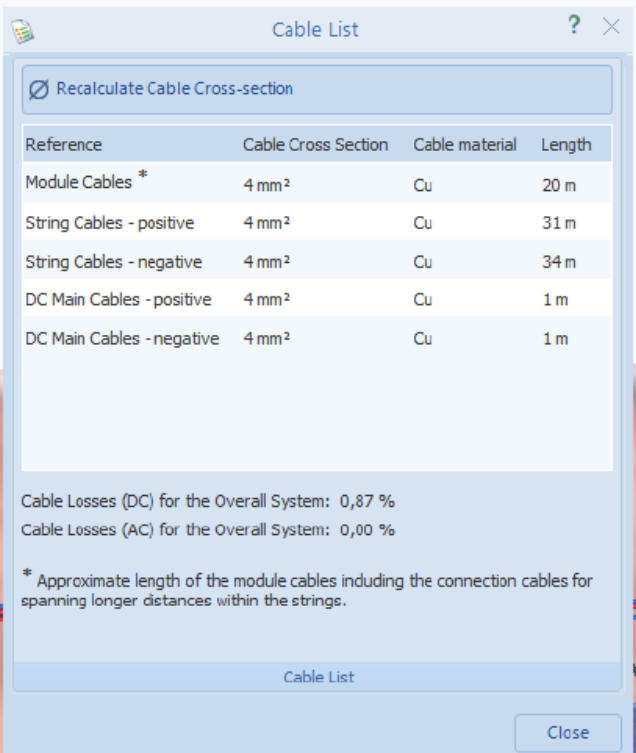


Figura 62- Formato das cablagens produzido pelo PVSOL

Sendo para este sistema em concreto, os seguintes comprimentos das cablagens (figura 63).



| Reference | Cable Cross Section | Cable material | Length |
|---------------------------|---------------------|----------------|--------|
| Module Cables * | 4 mm ² | Cu | 20 m |
| String Cables - positive | 4 mm ² | Cu | 31 m |
| String Cables - negative | 4 mm ² | Cu | 34 m |
| DC Main Cables - positive | 4 mm ² | Cu | 1 m |
| DC Main Cables - negative | 4 mm ² | Cu | 1 m |

Cable Losses (DC) for the Overall System: 0,87 %
 Cable Losses (AC) for the Overall System: 0,00 %

* Approximate length of the module cables including the connection cables for spanning longer distances within the strings.

Cable List

Close

Figura 63-Comprimentos das cablagens dados pelo PVSOL

5.3.7 - Dimensionamento dos cabos a usar [27]

Deverão ser dimensionados dois cabos monofásicos (DC) dos módulos aos inversores. Existem mais dois cabos monofásicos de cada inversor até ao quadro principal do lar (AC). Estes quatro cabos estarão expostos ao ar livre, pelo que deverão ser resistentes aos raios ultravioletas (UV). O cabo que liga o quadro principal das instalações do lar ao posto de transformação (PT) estará enterrado.

1. Dimensionamento do cabo que liga a fileira ao inversor

Sendo:

I_{string} – Corrente que circula na fileira (A);

Essa mesma corrente que circula na fileira é basicamente a corrente de curto-circuito do painel a usar. Note-se que a cada inversor está associada uma fileira com 6 módulos em série. Assim sendo a corrente na fileira é a corrente de curto-circuito de um módulo. Já a tensão da fileira vem multiplicada pelo número de módulos em série na fileira.

$$I_{string} = I_{sc} = 8,94A$$

Em vez de ser calculada a seção do condutor, atribuiu-se uma seção tabelada verificando-se se essa mesma seção verificava todas as condições de dimensionamento. Para essa seção tabelada recorreu-se à tabela 6.

Tabela 6-Intensidades máximas admissíveis para condutores de cobre

| secção mm ² | | COBRE | | | | | |
|---------------------------|--|--------------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|
| | | 1 condutor | | 2 condutores | | 3 condutores | |
| | | Tipo de instalação | | | | | |
| | | enterrado | ao ar | enterrado | ao ar | enterrado | ao ar |
| 1,5 | | 34 | 27 | 30 | 22 | 25 | 20 |
| 2,5 | | 45 | 36 | 40 | 30 | 35 | 28 |
| 4 | | 60 | 48 | 50 | 40 | 45 | 36 |
| 6 | | 75 | 60 | 65 | 50 | 60 | 48 |
| 10 | | 105 | 85 | 90 | 70 | 80 | 65 |
| 16 | | 135 | 110 | 120 | 95 | 110 | 90 |
| 25 | | 180 | 145 | 155 | 125 | 135 | 110 |
| 35 | | 225 | 180 | 185 | 150 | 165 | 130 |
| 50 | | 260 | 210 | 220 | 180 | 190 | 150 |
| 70 | | 345 | 275 | 280 | 225 | 245 | 195 |
| 95 | | 410 | 330 | 335 | 270 | 295 | 235 |
| 120 | | 485 | 390 | 380 | 305 | 340 | 270 |
| 150 | | 550 | 440 | 435 | 350 | 390 | 310 |
| 185 | | 630 | 505 | 490 | 390 | 445 | 355 |
| 240 | | 740 | 595 | 570 | 455 | 515 | 410 |
| 300 | | 855 | 685 | 640 | 510 | 590 | 470 |
| 400 | | 1015 | 820 | 760 | 610 | 700 | 560 |
| 500 | | 1170 | 935 | | | | |

Para o cabo monofásico a dimensionar existirão dois condutores (Fase Neutro) e condutor de proteção, perfazendo um total de 3 condutores. Por consulta da tabela 6 a corrente máxima admissível para 3 condutores ao ar livre e considerando uma seção de 6mm^2 obtém-se que $I_Z=48\text{A}$.

→ Condição de aquecimento

$$I_{string} < I_Z \rightarrow 8,94\text{A} < 48\text{A}$$

É verificada a condição de Aquecimento.

→ Condição de queda de tensão

A CERTIEL admite uma queda de tensão máxima de 1%.

$$\Delta U = 2 \times L \times I_s \times (r_f \cos \phi + r_f \sin \phi) \times \frac{100\%}{230} \quad (5.13)$$

Admitindo um fator de potência $\cos \phi = 1$, a expressão 5.13 fica bastante mais simplificada. Assim sendo:

$$\Delta U = 2 \times 8,94 \times 0,034 \times 1,1975 \times 3,08 \times \frac{100\%}{230} = 0,974\% < 1\%$$

Em que:

8,94 – é a corrente na fileira (A);

0,034 – Comprimento da canalização em metros (dada pelo PVSOL);

3,08 – resistividade máxima do cobre a 20°C (Ω/km);

1,1975 – Fator de correção de temperatura no cobre para uma temperatura final de 70°C;

É, então, verificada a condição de queda de tensão usando-se uma seção de 6mm^2 .

→ Condição de sobrecarga

As sobrecargas correspondem a situações em que existe sobrelevação de intensidade de corrente. As instalações podem, em geral, suportar estes regimes por algum tempo sem serem danificadas. As características de funcionamento dos aparelhos de proteção contra sobrecargas devem satisfazer estas duas condições simultaneamente.

$$\begin{cases} I_{string} \leq I_n \leq I_z \\ I_f \leq 1,45 I_z \end{cases} \quad (5.14)$$

Sendo $I_{string} = 8,94A$ e $I_z = 48A$, usando um fusível com corrente estipulada $I_n = 10A$, tem-se um correspondente $I_f = 19A$. Logo:

$$\begin{cases} 8,94A \leq 10A \leq 48A \\ 19A \leq 1,45 \times 48A \end{cases}$$

Logo está verificada a condição de sobrecarga!

➔ Condição de curto-circuito

De uma forma geral, a condição de proteção contra curto-circuitos fica assegurada se a intensidade nominal dos aparelhos de proteção conta os mesmos for determinada por forma a que a corrente de curto-circuito seja cortada antes da canalização atingir a sua temperatura limite. À medida que o valor da intensidade da corrente de curto-circuito aumenta menor o tempo que o condutor consegue suportar essa mesma intensidade de corrente. Por comparação da característica de fadiga térmica com a característica de funcionamento do aparelho de proteção é possível fazer a verificação de tal condição. As duas condições a verificar são:

$$tp < tft \quad e \quad tp < 5s \quad (5.14)$$

Sendo:

tp – tempo de atuação da proteção;

tft – tempo de fadiga térmica;

Por outro lado, a corrente de curto-circuito mínima é dada por:

$$I_{ccmin} = \frac{0,95 \times U}{((R_{20^\circ C \text{ cobre } Sf}) + (R_{20^\circ C \text{ cobre } SN})) \times k(20/160^\circ C) \times L} \quad (5.15)$$

Em que:

$R_{20^\circ C \text{ cobre } Sf}$ – Resistência linear do cobre a 20°C com a seção do condutor de fase;

$R_{20^\circ C \text{ cobre } SN}$ – Resistência linear do cobre a 20°C com a seção do neutro;

Para uma seção de $6mm^2$ a seção reduzida do condutor de fase (Sf) é igual à do Neutro (SN). Pelo que:

$$R_{20^\circ C \text{ cobre } Sf} = R_{20^\circ C \text{ cobre } SN} = Rc \quad (5.16)$$

$$I_{ccmin} = \frac{0,95 \times 230}{2 \times 3,08 \times 1,553 \times 0,052} \approx 439,2A$$

Em que:

0,052 – é a distância até ao posto de transformação (PT) (34m+18m);

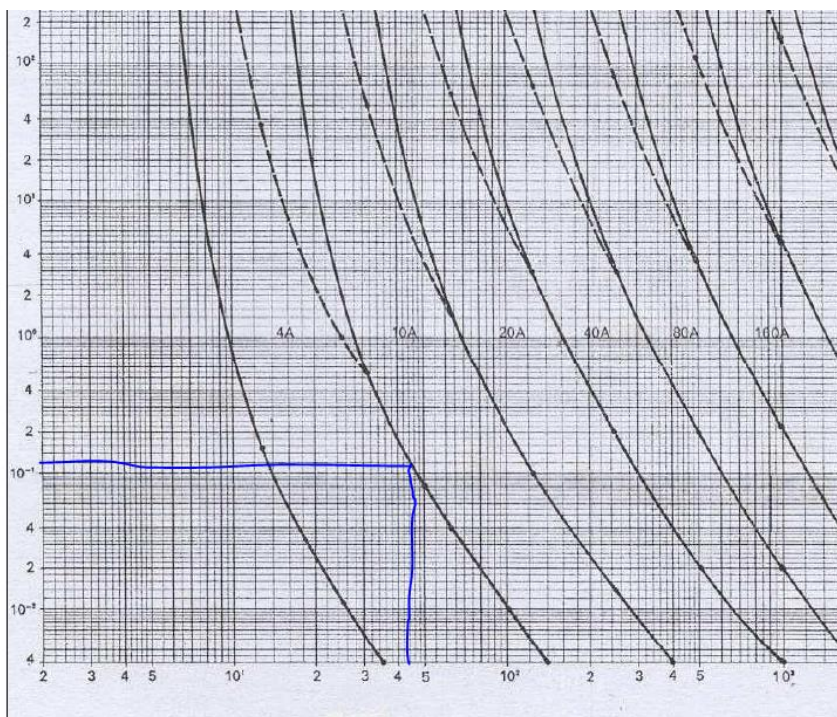


Figura 64-Curva a frio do fusível de 10A

Percebe-se, com recurso à figura 64, que intersetando os 439A com a curva a frio do fusível de calibre 10A, obtém-se que $t_p \approx 0,12s$. Logo está verificada a condição de que o tempo de atuação da proteção tem de ser menor que 5s.

Por outro lado:

$$t_{ft} = \left(\frac{k \times S}{I_{ccmin}} \right)^2 \quad (5.17)$$

$$t_{ft} = \left(\frac{115 \times 6}{439,2} \right)^2 \approx 2,45s$$

Logo $t_p < t_{ft}$, sendo cumpridas as duas condições para proteção contra curto-circuitos.

2 Cabos XV 3G6 (3 condutores (Fase, Neutro)) e um de Proteção.

2. Dimensionamento do cabo que liga o inversor ao Quadro Principal do Lar

Para esta situação a corrente de serviço (na pior situação) será a corrente nominal do inversor usado.

$$I_{nAC} = \frac{\text{Potência do inversor}}{230V} \quad (5.18)$$

$$I_{nAC} = \frac{1600W}{230V} = 6,96A$$

Atribuindo novamente uma seção tabelada com recurso à tabela 6, usar-se-á uma seção de $10mm^2$. (No pior caso possível a seção nunca deverá ser inferior à dos cabos dimensionados anteriormente).

Para o cabo monofásico a dimensionar existirão dois condutores (Fase Neutro) e condutor de proteção, perfazendo um total de 3 condutores. Consultando mais uma vez a tabela 6 a

corrente máxima admissível para 3 condutores ao ar livre e considerando uma seção de 10mm^2 obtém-se que $I_z=65\text{A}$.

→ Condição de aquecimento

$$I_{snAC} < I_z \rightarrow 6,96\text{A} < 65\text{A}$$

É verificada a condição de Aquecimento.

→ Condição de queda de tensão

A CERTIEL admite uma queda de tensão máxima de 1%.

$$\Delta U = 2 \times L \times I_s \times (rf \cos \phi + rf \sin \phi) \times \frac{100\%}{230} \quad (5.13)$$

Admitindo um fator de potência $\cos \phi = 1$ tem-se:

$$\Delta U = 2 \times 6,96 \times 0,001 \times 1,1975 \times 1,83 \times \frac{100\%}{230} = 0,013\% < 1\%$$

Em que:

6,96A – é a corrente de serviço (A);

0,001 – Comprimento da canalização em metros (dada pelo PVSOL);

1,83 – resistividade máxima do cobre a 20°C (Ω/km);

1,1975 – Fator de correção de temperatura no cobre para uma temperatura final de 70°C;

É, então, verificada a condição de queda de tensão usando-se uma seção de 6mm^2 .

→ Condição de sobrecarga

Sendo $I_{string} = 6,96\text{A}$ e $I_z = 65\text{A}$, usando um fusível com corrente estipulada $I_n=40\text{A}$, tem-se um correspondente $I_f = 64\text{A}$. Logo:

$$\begin{cases} 6,96\text{A} \leq 10\text{A} \leq 65\text{A} \\ 64\text{A} \leq 1,45 \times 65\text{A} \end{cases}$$

Logo está verificada a condição de sobrecarga!

→ Condição de curto-circuito

Para uma seção de 10mm^2 a seção reduzida do condutor de fase (S_f) é igual à do Neutro (S_N). Pelo que:

$$R_{20^\circ\text{C cobre } S_f} = R_{20^\circ\text{C cobre } S_N} = R_c \quad (5.16)$$

$$I_{cc_{\min}} = \frac{0,95 \times 230}{2 \times 1,83 \times 1,553 \times 0,052} \approx 739,3\text{A}$$

Em que:

0,052 – é a distância até ao posto de transformação (PT) (34m+18m);

Fazendo a interseção da curva a frio para um fusível de calibre 40A com a corrente de curto-circuito mínima obtém-se que $t_p \approx 0,005s$.

Por outro lado:

$$t_{ft} = \left(\frac{115 \times 10}{739,3} \right)^2 \approx 2,41s$$

Sendo verificadas as duas condições de curto-circuito.

Cabos a usar:

cabos XV 3G10 (3 condutores- Fase, Neutro) e um de Proteção.

Os cabos como não são resistentes aos raios UV deverão estar entubados.

5.3.8 - Constituição do sistema

Com este subcapítulo pretende-se sintetizar quais os componentes que irão fazer parte do sistema a projetar.

A tabela seguinte diz respeito ao tipo de componente a usar, a quantidade necessária e o respetivo preço.

Tabela 7-Preços exatos dos componentes do sistema

| Componente | Quantidade | Preço Unitário |
|----------------------------|--------------|----------------|
| Módulo SolarWorld de 260Wp | 12 | 198.566€ |
| Sunny Boy 1.5-TL | 2 | 599€ |
| Cabo XV 3G6 | 34m | 3465,10€/km |
| Cabo XV 3G10 | 1m | 5872,60€/km |
| Preço total | 3704€ | |

Não houve necessidade em dimensionar o cabo que ligava o quadro principal do lar até ao PT, visto o mesmo já existir. Um outro aspeto a referir diz respeito ao fato de o preço total apenas envolver o preço dos equipamentos. Toda a mão de obra e custos de manutenção não foram considerados.

Capítulo 6

Produção fotovoltaica e análise financeira

6.1 - Produção fotovoltaica do sistema de 3kW

Como dito no capítulo 5, apresentar-se-á à direção uma proposta com uma baixa potência fotovoltaica instalada. O baixo número dá espaço de manobra à direção para investir futuramente, caso os lucros apresentados por esta primeira proposta sejam satisfatórios.

6.1.1 - Obtenção dos dados meteorológicos

Usando o PVGIS e com uma inclinação de 28° (que coincide com a inclinação do telhado) obtiveram-se os valores das radiâncias para um ano completo. Estudaram-se os consumos do lar desde setembro de 2016 a setembro de 2017, perfazendo um estudo de um ano. Os dados retirados do PVGIS dizem respeito às radiâncias de 15 em 15 minutos para todos os meses do ano e com uma inclinação de 28°. Descarregou-se o ficheiro em formato “txt” e implementaram-se os dados numa folha de cálculo *EXCEL*. A figura 65 diz respeito à disposição desses dados na folha de cálculo.

| | | Total(kW) | Media (W/m²) | |
|------------------|----------|-------------|--------------|---------------------|
| | | 1030313 | 230,822506 | |
| Data e hora | Hora | P.Ativa(kW) | Período | Radiância(W/m²) emp |
| 01/09/2016 00:15 | 00:15:00 | 15 | NORMAL | 0 |
| 01/09/2016 00:30 | 00:30:00 | 26 | NORMAL | 0 |
| 01/09/2016 00:45 | 00:45:00 | 12 | NORMAL | 0 |
| 01/09/2016 01:00 | 01:00:00 | 25 | NORMAL | 0 |
| 01/09/2016 01:15 | 01:15:00 | 29 | NORMAL | 0 |
| 01/09/2016 01:30 | 01:30:00 | 14 | NORMAL | 0 |
| 01/09/2016 01:45 | 01:45:00 | 13 | NORMAL | 0 |
| 01/09/2016 02:00 | 02:00:00 | 28 | S.VAZIO | 0 |
| 01/09/2016 02:15 | 02:15:00 | 25 | S.VAZIO | 0 |
| 01/09/2016 02:30 | 02:30:00 | 12 | S.VAZIO | 0 |
| 01/09/2016 02:45 | 02:45:00 | 25 | S.VAZIO | 0 |
| 01/09/2016 03:00 | 03:00:00 | 19 | S.VAZIO | 0 |
| 01/09/2016 03:15 | 03:15:00 | 32 | S.VAZIO | 0 |
| 01/09/2016 03:30 | 03:30:00 | 21 | S.VAZIO | 0 |
| 01/09/2016 03:45 | 03:45:00 | 17 | S.VAZIO | 0 |
| 01/09/2016 04:00 | 04:00:00 | 18 | S.VAZIO | 0 |
| 01/09/2016 04:15 | 04:15:00 | 13 | S.VAZIO | 0 |
| 01/09/2016 04:30 | 04:30:00 | 19 | S.VAZIO | 0 |
| 01/09/2016 04:45 | 04:45:00 | 22 | S.VAZIO | 0 |

Figura 65-Disposição dos dados das radiâncias em Excel

6.1.2 - Diagrama de cargas diário do Lar

Consideraram-se intervalos de 15 em 15 minutos para a construção do diagrama de cargas do lar. Naturalmente que cerca de 37000 linhas em Excel levam a que o gráfico do diagrama fique demasiado compacto e, por vezes, difícil de analisar. No entanto, foi possível fazer um gráfico que relacionava as potências em kW com o período em questão. O formato do diagrama de cargas obtido é apresentado na figura 66.

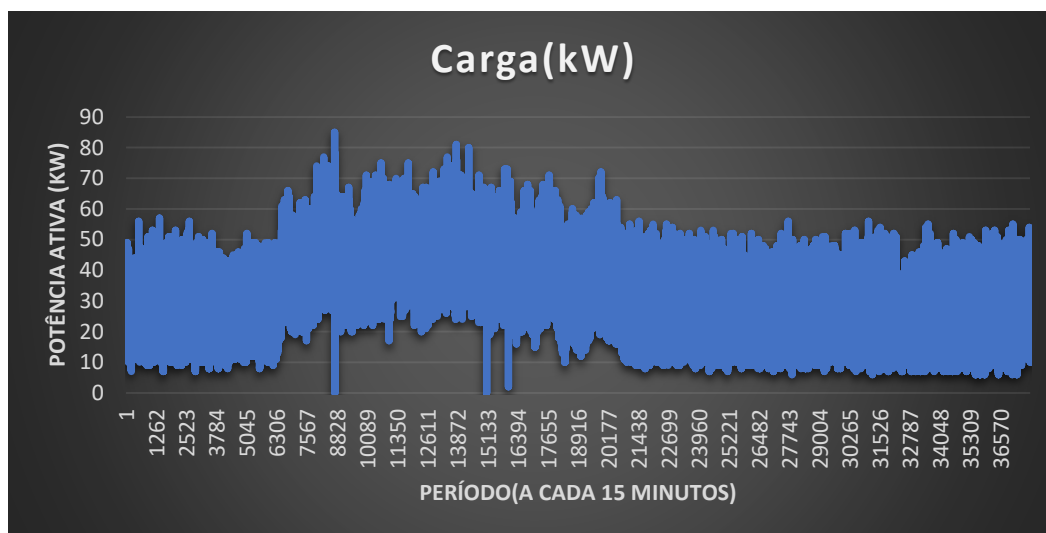


Figura 66-Diagrama de cargas do lar de 15 em 15 minutos

Relativamente à figura 66, o período considerado diz respeito a um intervalo de tempo de setembro de 2016 e setembro de 2017. É possível, ainda, reparar que existem três períodos em que o consumo de potência ativa é 0kW. Esta situação deve-se a uma falha na contagem por parte da EDP. Existe um período em que a potência consumida foi de 2kW, mas na esmagadora maioria das vezes os consumos mais baixos registados andam na casa dos 6kW. A construção do diagrama de cargas permite verificar a tendência registada nos consumos, mas também serve para ajudar na escolha da potência fotovoltaica a instalar. Apesar da instalação de 3kW, através da análise da figura 66, percebe-se que o valor mínimo registado na maioria das vezes (cerca de 6kW) pode ser uma boa solução para uma potência a implementar.

6.1.3 - Divisão dos períodos horários e cálculo da fatura “antes” com base nas tarifas

As tarifas de venda de energia em BTE (Baixa tensão Especial) são compostas por termos tarifários fixos e por preços que dizem respeito à potência contratada em horas de ponta e ainda a preços relativos à energia ativa e reativa consumida (indutiva ou capacitiva).

Para fornecimentos em BTE, a potência contratada é superior a 41,4kW, o que acaba por ser o caso do lar em Valadares com potência contratada de 85kVA. A potência contratada diz

respeito à potência que está à disposição do cliente e que corresponde à máxima potência ativa média em kW, registada em qualquer intervalo interrupto de 15 minutos durante o último ano. O seu preço é definido em termos de fatura como sendo um valor definido em kW por mês. Um outro fator considerado na fatura é o termo tarifário fixo que corresponde a um preço de contratação, faturação, leitura e cobrança definido em euros por mês.

Relativamente ao tipo de tarifário do lar, é possível retirar essa informação na respetiva fatura energética do mesmo (figura 67).

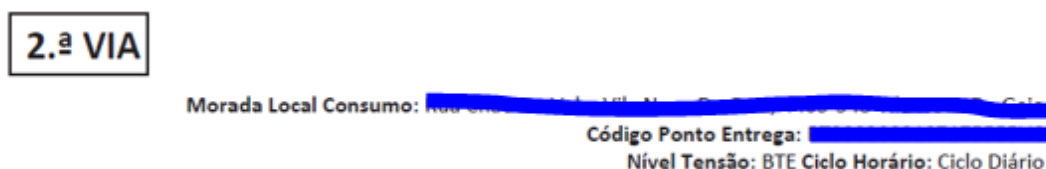


Figura 67-Tipo de contrato do lar

No caso de um ciclo diário em BTE, considera-se um período de hora legal de Inverno e um período de hora legal de Verão. Em cada um desses períodos, os horários correspondentes à Ponta, Cheia, Vazio Normal e SuperVazio são diferentes. O período de Verão acaba a 29 de outubro de 2016 às 00.45h. A tabela 7 resume os horários respetivos para o Verão e para o Inverno.

Tabela 8-Horários dos diferentes períodos

| Período de hora legal de Inverno | | Período de hora legal de Verão | |
|----------------------------------|--------------|--------------------------------|--------------|
| Ponta | 09.00/10.30h | Ponta | 10.30/13.00h |
| | 18.00/20.30h | | 19.30/21.00h |
| Cheias | 08.00/09.00h | Cheias | 08.00/10.30h |
| | 10.30/18.00h | | 13.00/19.30h |
| | 20.30/22.00h | | 21.00/22.00h |
| Vazio Normal | 06.00/08.00h | Vazio Normal | 06.00/08.00 |
| | 22.00/02.00h | | 22.00/02.00h |
| SuperVazio | 02.00/06.00h | SuperVazio | 02.00/06.00h |

Neste tipo de contratos, os feriados e os fins de semana são tratados da mesma forma. A definição de Ponta, Cheia, Vazio Normal e SuperVazio é importante para posterior interpretação dos preços de energia ativa nestes diferentes quatro períodos. No caso de tarifas de venda a clientes finais em BTE irão ser implementados num estudo em Excel dois tarifários diferentes, sendo um referente ao ano de 2016 e outro a 2017. Desta forma, as figuras 68 e 69 dizem respeito a cada um dos tarifários de 2016 e 2017 respetivamente.

| TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE | | PREÇOS | |
|--|--------------------|--------------|----------------|
| Termo tarifário fixo | | (EUR/mês) | (EUR/dia) * |
| | | 25,90 | 0,8492 |
| Potência | | (EUR/kW.mês) | (EUR/kW.dia) * |
| Tarifa de médias utilizações | Horas de ponta | 15,491 | 0,5079 |
| | Contratada | 0,675 | 0,0221 |
| Tarifa de longas utilizações | Horas de ponta | 21,575 | 0,7074 |
| | Contratada | 1,521 | 0,0499 |
| Energia activa | | (EUR/kWh) | |
| Tarifa de médias utilizações | Horas de ponta | 0,2192 | |
| | Horas cheias | 0,1296 | |
| | Horas vazio normal | 0,0903 | |
| | Horas super vazio | 0,0793 | |
| Tarifa de longas utilizações | Horas de ponta | 0,1581 | |
| | Horas cheias | 0,1251 | |
| | Horas vazio normal | 0,0834 | |
| | Horas super vazio | 0,0733 | |
| Energia reactiva | | (EUR/kvarh) | |
| | Indutiva | 0,0331 | |
| | Capacitiva | 0,0252 | |

Figura 68-Tarifas a usar em 2016

| TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE | | PREÇOS | |
|--|--------------------|--------------|----------------|
| Termo tarifário fixo | | (EUR/mês) | (EUR/dia) * |
| | | 28,08 | 0,8575 |
| Potência | | (EUR/kW.mês) | (EUR/kW.dia) * |
| Tarifa de médias utilizações | Horas de ponta | 15,759 | 0,5181 |
| | Contratada | 0,687 | 0,0228 |
| Tarifa de longas utilizações | Horas de ponta | 21,805 | 0,7169 |
| | Contratada | 1,537 | 0,0505 |
| Energia activa | | (EUR/kWh) | |
| Tarifa de médias utilizações | Horas de ponta | 0,2210 | |
| | Horas cheias | 0,1311 | |
| | Horas vazio normal | 0,0914 | |
| | Horas super vazio | 0,0801 | |
| Tarifa de longas utilizações | Horas de ponta | 0,1598 | |
| | Horas cheias | 0,1267 | |
| | Horas vazio normal | 0,0844 | |
| | Horas super vazio | 0,0742 | |
| Energia reactiva | | (EUR/kvarh) | |
| | Indutiva | 0,0348 | |
| | Capacitiva | 0,0264 | |

Figura 69-Tarifas a usar em 2017

Com base nos valores destas tarifas, é possível formular a expressão para o cálculo da fatura antes da implementação da unidade de autoconsumo fotovoltaico. Desta forma, utilizando uma tarifa de médias utilizações pode-se calcular a fatura antes para cada período através da expressão 6.1.

$$\begin{aligned}
 & \text{Fatura antes (€)} \\
 &= \left(\frac{\text{Termo Fixo}}{24} + \frac{\text{Preço Potência Contratada} \times \text{Potência Contratada}}{24} \right. \\
 &+ \text{Preço Energia Ativa (PeríodoX)} \times \text{Consumo} \\
 &+ \left. \text{Potência Contratada} \times \frac{\text{Preço da Potência nas Horas de Ponta}}{24} \right) \times 1,23 \\
 &\times 0,25
 \end{aligned}
 \tag{6.1}$$

Sendo que:

Termo Fixo – é dado em euro/dia

Preço Potência Contratada – é dada em euro/kW.dia

Potência Contratada – é dada em kW

Preço Energia Ativa (PeríodoX) – dada em euro/kWh

Preço da Potência nas Horas de Ponta – dado em euro/kW.dia

Consumo – Dado em kW;

Feita a apresentação da expressão 6.2, é conveniente exemplificar com um exemplo, considerando um período aleatório. Assim, considerou-se o dia 1 de setembro pelas 12.30h.

$$\text{Termo Fixo} = 0,8492\text{€/dia}$$

$$\text{Preço Potência Contratada} \times \text{Potência Contratada} = 0,0221\text{€/kW.dia} \times 85\text{kW} =$$

No dia 1 de setembro às 12.30h o período é o de Ponta, assim sendo:

$$\text{Preço Energia Ativa (Ponta)} \times \text{Consumo} = 0,2192\text{€/kWh} \times 35\text{kW}$$

$$\text{Potência Contratada} \times \frac{\text{Preço da Potência nas Horas de Ponta}}{24} = 85\text{kW} \times \frac{0,5079\text{€/kW.dia}}{24}$$

Logo, para o período considerado, obteve-se um valor da fatura antes de:

$$\text{Fatura antes(€)} = \left(\frac{0,8492}{24} + \frac{0,0221 \times 85}{24} + 0,2192 \times 35 + 85 \times \frac{0,5079}{24} \right) \times 1,23 \times 0,25 = 2,9472\text{€}$$

O valor da fatura total corresponde ao somatório de todos os períodos de 15 em 15 minutos ao longo do ano. Assim sendo tem-se uma soma dada pela expressão 6.2.

$$\text{Fatura Antes total} = \sum_{k=1}^{37857} \text{Fatura Antes}(k) \approx 46371\text{€} \tag{6.2}$$

Sendo os 37857 o número de períodos considerados.

É conveniente comparar em termos numéricos ou percentuais o valor da fatura antes com o valor da fatura depois. Por outro lado, é importante, também, saber se o valor calculado para a fatura antes se aproxima do valor real que vem nas faturas do lar. O desvio da fatura antes calculada e da fatura antes real é de cerca de 9%.

6.1.4 - Cálculo da produção fotovoltaica para um sistema de 3kW

Para o cálculo da produção fotovoltaica era preciso ter ideia dos módulos a usar. Assim sendo, usando os módulos *SUNWORLD de 260Wp* cuja *datasheet* se encontra no anexo III é possível estimar com precisão a produção conseguida. O cálculo da produção é feito usando expressões anteriormente enunciadas no subcapítulo 3.2.2. Como exemplo, calcular-se-á a produção para um período em concreto. Usar-se-á como exemplo um período de Verão numa hora onde a radiação seja mais alta. Considerando o dia 1 de setembro pelas 12.30h tem-se:

$$\text{Radiância incidente} = 855W/m^2 \text{ (obtido do PVGIS)}$$

Em primeiro lugar calcula-se a nova temperatura da célula pela expressão 6.3.

$$T_{\text{célula}} = T_{\text{ar}} + (NOCT - 20^{\circ}\text{C}) \times \left(\frac{G}{800W/m^2} \right) \quad (6.3)$$

Considerando uma temperatura do ar no Verão de 25°C.

$$T_{\text{célula}} = 25^{\circ}\text{C} + (46^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}) \times \left(\frac{855W/m^2}{800W/m^2} \right)$$

$$T_{\text{célula}} \approx 52,79^{\circ}\text{C}$$

O próximo passo é o cálculo da nova tensão em circuito-aberto através da metodologia explicada no subcapítulo 3.2.2 (expressão 6.4) e com recurso à *datasheet* do painel.

$$V_{OC}(T_{\text{célula}}) = V_{OC}(25^{\circ}\text{C}) + (T_{\text{célula}} - 25^{\circ}\text{C}) \times \frac{\Delta V_{OC}}{\Delta T} \left(\frac{V}{^{\circ}\text{C}} \right) \quad (6.4)$$

$$V_{OC}(T_{\text{célula}}) = 38,4V + (52,79^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \times (-0,11904) \left(\frac{V}{^{\circ}\text{C}} \right)$$

$$V_{OC}(T_{\text{célula}}) = 35,09V$$

A nova corrente de curto-circuito da célula é já sabida, também do subcapítulo 3.2.2 (expressão 6.5).

$$I_{SC}(G) = I_{SC}(1000W/m^2) \times \frac{G}{1000W/m^2} \quad (6.5)$$

$$I_{SC}(855W/m^2) = 8,94A \times \frac{855W/m^2}{1000W/m^2} \approx 7,65A$$

A última variável é o fator de forma.

$$FF = \frac{I_{MPP} \times V_{MPP}}{I_{SC} \times V_{OC}} = \frac{8,37A \times 31,4V}{8,94A \times 38,4V} \approx 0,77$$

Dessa forma, obtém-se a produção para o período considerado, com recurso à expressão 6.6.

$$Produção = V_{oc}(T.célula) \times I_{sc}(G) \times FF \times 0,001 \times n^{\circ}painéis \quad (6.6)$$

$$Produção = 35,09V \times 7,65A \times 0,001 \times 11 \times 0,77 \approx 2,27kW$$

A produção total num ano é a soma de todas as contribuições. Para o ano zero obteve-se uma produção de 6519,6kWh para uma potência instalada de 3kW.

6.1.5 - Produções mensais conseguidas

Para além de um estudo da produção anual, é importante ver quanto se produziu ao longo dos meses. O gráfico da figura 70 compara a potência obtida para diferentes meses.

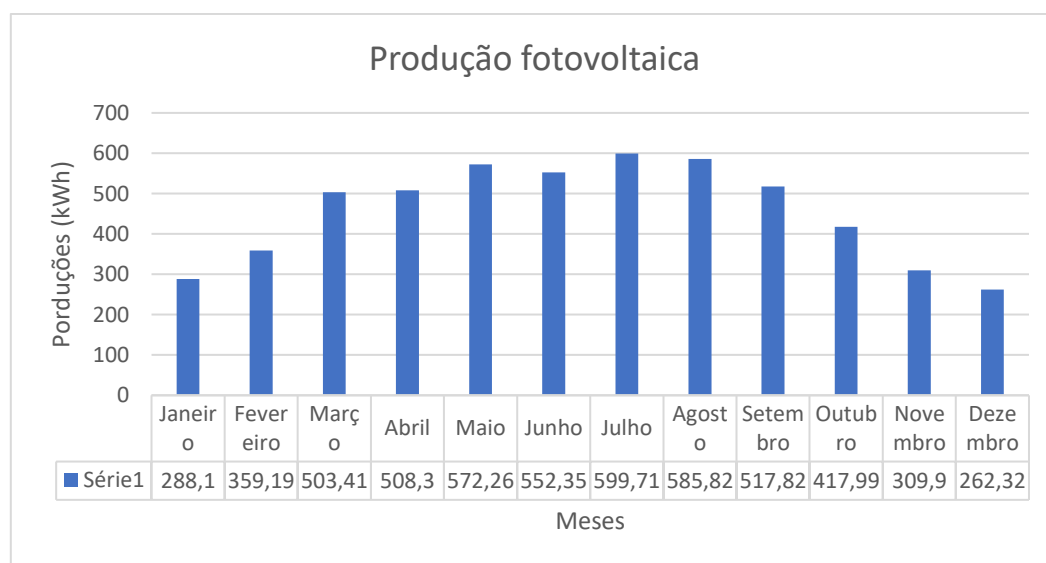


Figura 70-Produção obtida para diferentes meses

Claramente a produção conseguida é maior nos meses de Verão devido à maior radiância que incide nas superfícies dos módulos. A imagem 71 compara a produção no Verão com a produção no Inverno.

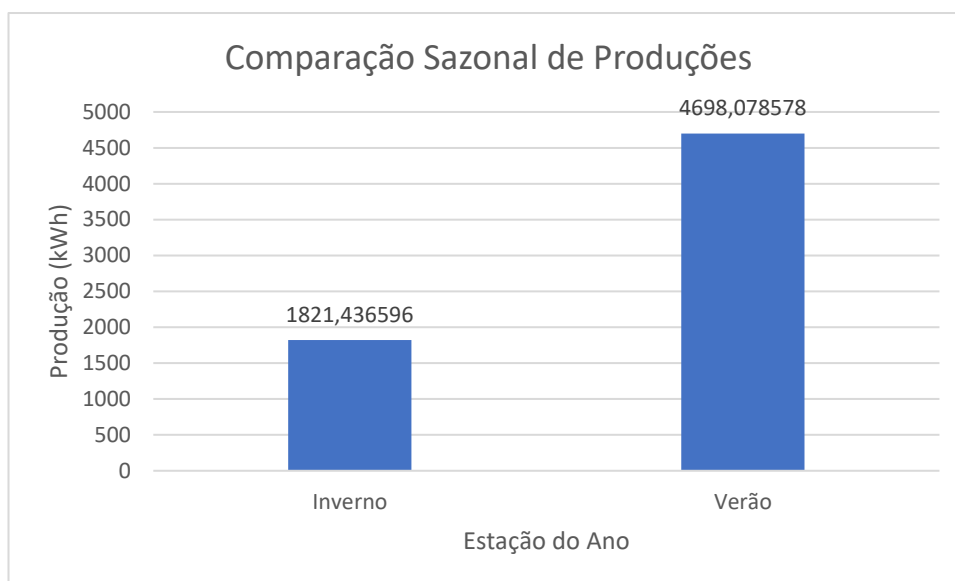


Figura 71-Comparação de produções no Verão e no Inverno

A produção conseguida no Inverno corresponde a cerca de 39% da do Verão.

6.1.6 - Comparação de produções em diferentes softwares

Por forma a testar a validade das produções conseguidas, usaram-se diferentes programas para cálculo da produção energética anual. Admitiu-se uma inclinação de 28 graus para todos. A forma como os programas acham os valores ótimos varia, em virtude dos inputs que lhes são sugeridos.

O primeiro programa a ser testado foi o *PVGIS* (figura 72). O mesmo já tinha sido usado para obtenção das radiâncias, contudo, serve, igualmente, para cálculo da produção anual conseguida. Mais uma vez, um dos inputs diz respeito à latitude e longitude do local. Uma vez identificada a zona, estabelece-se o tipo de tecnologia fotovoltaica a usar. Escolheu-se a cristalina com uma potência instalada de pico de 3kW.

Performance of Grid-connected PV

Radiation database: [\[What is this?\]](#)

PV technology:

Installed peak PV power kWp

Estimated system losses [0;100] %

Fixed mounting options:

Mounting position:

Slope [0;90] ° ☐ Optimize slope

Azimuth [-180;180] ° ☐ Also optimize azimuth

(Azimuth angle from -180 to 180. East=-90, South=0)

Tracking options:

Figura 72-Dados a introduzir no PVGIS

O PVGIS retorna 4480kWh anuais (tabela 8) comparados com os 6519,6kWh calculados no Excel.

Tabela 9-Produções anuais no PVGIS

| | | | | |
|-----------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Sep | 14.00 | 421 | 0.41 | 192 |
| Oct | 11.00 | 342 | 4.93 | 153 |
| Nov | 8.40 | 252 | 3.63 | 109 |
| Dec | 6.95 | 215 | 2.95 | 91.6 |
| Yearly average | 12.3 | 373 | 5.49 | 167 |
| Total for year | | 4480 | | 2010 |

E_d : Average daily electricity production from the given system (kWh)

Nota-se uma discrepância entre o valor calculado e o valor dado pelo programa. No entanto o PVGIS revela informações acerca das percentagens das perdas. O programa estimou perdas devido a fenômenos de reflexão em cerca de 2,7 %. As perdas nos cabos e nos inversores eram de cerca de 14%. Relativamente às perdas na temperatura, estas eram de 10,7%. Sabendo que no cálculo da produção fotovoltaica, já foram consideradas as perdas na temperatura, para termos de comparação, usar-se-ão apenas as outras. Assim sendo tem-se:

$$\text{Produção total PVGIS} = 4480kWh + 0,027 \times 4480kWh + 4480kWh \times 0,14 = 5228,18kWh/\text{ano}$$

O segundo programa a ser usado para cálculo de produção fotovoltaica foi o PVSYST. Os inputs em termos de orientação foram colocados exatamente como no PVGIS (figura 73). Apesar de ter sido usado em versão teste, foi possível correr uma simulação com componentes genéricos no caso dos inversores (figura 74).

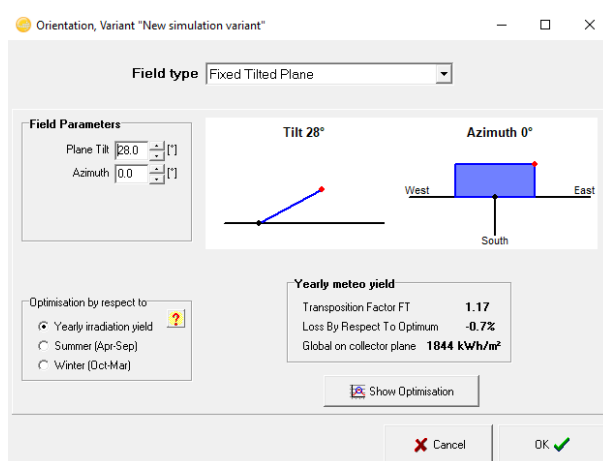


Figura 73-Orientação adotada no PVSYST

O próximo passo foi definir o sistema no PVSYST. Em virtude da existência de inversores genéricos apenas, foi adotada uma configuração diferente (1 string com 12 módulos em série).

Figura 74-Configuração do sistema fotovoltaico no PVSYST

O painel usado na simulação do PVSYST foi o mesmo que tinha sido considerado. Correndo a simulação obtiveram-se os resultados da figura 75.

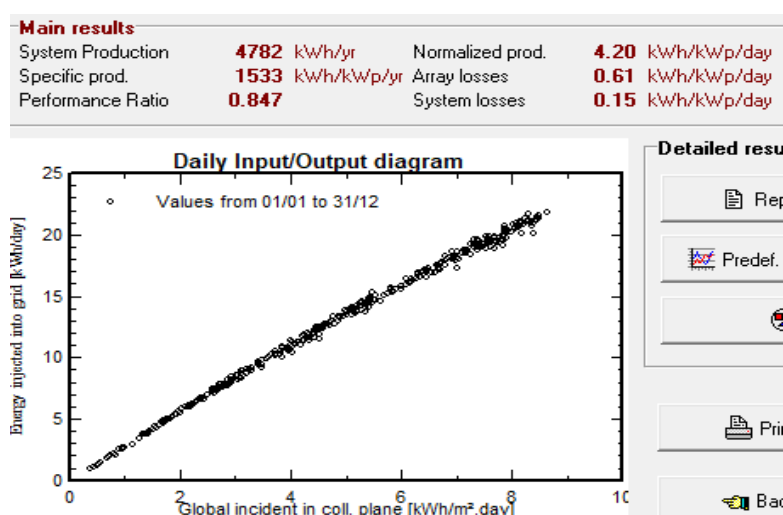


Figura 75-Produção obtida no PVSYST

O programa revela perdas nos *arrays* em cerca de 0,61kWh/dia e perdas no sistema em cerca de 0,15kWh/dia. Assim sendo:

$$\text{Produção total PVSYST} = 4782 + 0,61 \times 365 + 0,15 \times 365 = 5059,4 \text{ kWh/ano}$$

Resumindo, a tabela 9 resume os valores de produção obtidos por 3 meios diferentes.

Tabela 10-Desvios face ao valor calculado

| Cálculo através das expressões | <i>PVSYST</i> | <i>PVGIS</i> |
|--------------------------------|---------------|---------------|
| 6519,6kWh/ano | 5074,4kWh/ano | 5228,2kWh/ano |
| Desvio face aos cálculos | | |
| 0% | 22,1% | 19,8% |

Vale, mais uma vez relembrar, que estes valores apenas entram em linha de conta com perdas por temperatura, isto é, sabe-se que a célula fotovoltaica perde eficiência com o aumento da temperatura, o que resulta em perdas na produção fotovoltaica.

6.1.7 - Cálculo do consumo líquido fotovoltaico e determinação da fatura depois da implementação do sistema fotovoltaico de 3kW

Uma parte importante deste trabalho consistia em determinar a redução nas despesas em termos de faturas energéticas. Pretendia-se calcular analiticamente a fatura antes e depois em virtude de uma dada potência fotovoltaica instalada.

Sabe-se que, por definição, o consumo líquido está dependente da produção conseguida e da potência ativa consumida em determinado momento, isto é, com recurso à equação 6.4 tem-se:

$$\text{Consumo Líquido}(kW) = \text{Consumo}(kW) - \text{Produção fotovoltaica}(kW) \quad (6.4)$$

Para implementação de uma coluna relativa ao consumo líquido no Excel (figura 76), foi usada a seguinte condição: caso a potência ativa consumida em determinado momento fosse superior à produção conseguida nesse momento, o Excel deveria devolver a diferença entre as duas variáveis, caso contrário, devolvia zero.

| Consumo Líquido(Kwh) |
|----------------------|
| 3,75 |
| 6,5 |
| 3 |
| 6,25 |
| 7,25 |
| 3,5 |
| 3,25 |
| 7 |
| 6,25 |
| 3 |
| 6,25 |
| 4,75 |
| 8 |
| 5,25 |
| 4,25 |

Figura 76-Coluna relativa ao consumo líquido em Excel

Fazendo estas iterações para todos os períodos do ano, obteve-se um consumo líquido (para uma potência fotovoltaica instalada de 3kW) de 251058kWh, aproximadamente. O consumo líquido dá uma ideia de quanto é que o consumo supera a produção. Caso se optasse por instalar um sistema de maior potência fotovoltaica, o consumo líquido, naturalmente, desceria.

O cálculo desta variável é mais importante de ser analisado a cada 15 minutos, já que, para o cálculo da fatura depois, se entrará com este valor do consumo líquido.

Assim sendo, está-se em condições de calcular a fatura depois para cada intervalo de 15 minutos, a partir do momento em que se sabe o consumo líquido.

$$\begin{aligned}
 & \text{Fatura depois (€)} \\
 &= \left(\frac{\text{Termo Fixo}}{24} + \frac{\text{Preço Potência Contratada} \times \text{Potência Contratada}}{24} \right. \\
 &+ \text{Preço Energia Ativa (PeríodoX)} \times \text{Consumo Líquido} \\
 &+ \left. \text{Potência Contratada} \times \frac{\text{Preço da Potência nas Horas de Ponta}}{24} \right) \times 1,23 \\
 &\times 0,25
 \end{aligned}
 \tag{6.5}$$

Sendo que:

Termo Fixo – é dado em euro/dia

Preço Potência Contratada – é dada em euro/kW.dia

Potência Contratada – é dada em kW

Preço Energia Ativa (PeríodoX) – dada em euro/kWh

Preço da Potência nas Horas de Ponta – dado em euro/kW.dia

Consumo Líquido – dado em kW;

Considerando, como no caso da fatura antes, o dia 1 de setembro pelas 12.30h temos:

$$\text{Termo Fixo} = 0,8492\text{€/dia}$$

$$\text{Preço Potência Contratada} \times \text{Potência Contratada} = 0,0221\text{€/kW.dia} \times 85\text{kW}$$

No dia 1 de setembro às 12.30h o período é o de Ponta, assim sendo:

$$\text{Preço Energia Ativa (Ponta)} \times \text{Consumo Líquido} = 0,2192\text{€/kWh} \times 32,54\text{kW}$$

$$\text{Potência Contratada} \times \frac{\text{Preço da Potência nas Horas de Ponta}}{24} = 85\text{kW} \times \frac{0,5079\text{€/kW.dia}}{24}$$

Logo, para o período considerado, obteve-se um valor da fatura antes de:

$$\text{Fatura depois (€)} = \left(\frac{0,8492}{24} + \frac{0,0221 \times 85}{24} + 0,2192 \times 32,54 + 85 \times \frac{0,5079}{24} \right) \times 1,23 \times 0,25 = 2,7814\text{€}$$

O valor da fatura total depois corresponde ao somatório de todos os períodos de 15 em 15 minutos ao longo do ano. Assim sendo tem-se:

$$\text{Fatura Depois total} = \sum_{k=1}^{37857} \text{Fatura Depois}(k) \approx 45178\text{€} \quad (6.5)$$

Com a ajuda de um gráfico (figura 77), é possível comparar as duas situações (antes e depois da implementação de um sistema fotovoltaico de 3Kw).

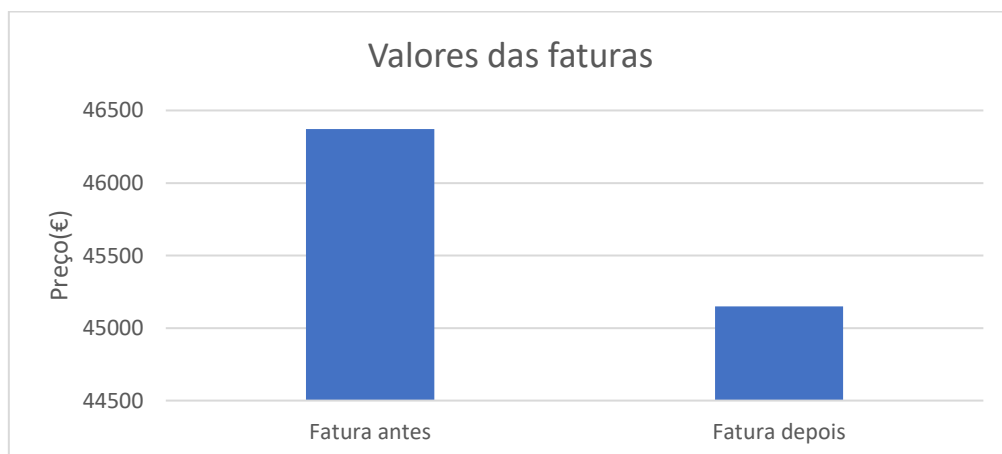


Figura 77-Valores das despesas das faturas anuais antes e depois

6.2 -Estudo da viabilidade financeira do sistema de 3kW

Neste subcapítulo efetuar-se-á um relativo ao sistema fotovoltaico de 3kW que tem vindo a ser estudado.

6.2.1 - Análise financeira de sistema de 3Kw para um preço indicativo

A definição de todas estas variáveis é necessária para o cálculo dos mais importantes indicadores financeiros de rentabilidade do projeto.

Admitindo:

Preço indicativo de um sistema fotovoltaico ligado à rede = 1,6€/Wp

Tempo de vida útil admitido para o sistema = 25 *anos*

O tempo de vida útil do sistema adveio do facto de os painéis terem uma garantia de 25 anos em termos de perda gradual de eficiência. Por outro lado, o preço indicativo de um sistema fotovoltaico ligado à rede é uma estimativa do valor do custo total do sistema em euros, estando já a entrar-se em linha de conta com todos os equipamentos necessários ao projeto (painéis, inversores e cabos).

Sabendo já que:

Custo aproximado Sistema Fotovoltaico =

Preço indicativo de um sistema fotovoltaico ligado à rede ×

Tempo de vida útil admitido para o sistema × 1000 (6.6)

Para um sistema de 3kW, o custo total aproximado do sistema foi de 4800€.

Por outro lado, a equação 6.7 revela a poupança obtida anualmente:

Poupança anual = \sum Fatura antes – \sum Fatura depois (6.7)

Para o caso em estudo obteve-se uma poupança na fatura de cerca de 1223 euros (ano 0). Quando se fala em ano 0, fala-se no primeiro ano de produção fotovoltaica através do novo sistema. Contudo, estudar financeiramente o projeto, requer um conhecimento a nível de produção durante todo o período de vida admitido. Como se admitiu um período útil de vida de 25 anos, é necessário o cálculo da produção fotovoltaica em cada um desses 25 anos.

É de esperar, no entanto, que a produção não seja a mesma em todos os anos. É dito na *datasheet* do painel (figura 78) que a eficiência baixa linearmente na ordem dos 0,7% a cada ano, durante os 25 anos de vida útil do mesmo.

The positive power tolerance guarantees utmost system efficiency. Only modules achieving or exceeding the designated nominal power in performance tests are dispatched. The power tolerance ranges between -0 Wp and +5 Wp.

With its linear performance warranty covering a period of 25 years, SolarWorld guarantees a maximum performance degradation of 0.7% p.a., a significant added value compared to the two-phase warranties common in the industry. Therefore, the service certificate offers comprehensive protection for your investment in the long term.

Figura 78-Decréscimo anual da eficiência do painel

Por forma a apresentar resultados mais conservadores, decidiu-se subir essa percentagem para 1% anuais. Este arredondamento é, também, uma forma de salvaguardar eventuais erros nos cálculos, resultantes dos desvios entre fabricantes. Assim sendo:

$$\sum \text{Produção Ano } (n + 1) = \sum \text{Produção Ano } n - (0,01 \times \sum \text{Produção Ano } n) \quad (6.8)$$

Começando no ano 0, a expressão 6.8 foi replicada no *Excel* 25 vezes (para cada 1 dos 25 anos). Ainda em termos de definição de variáveis, consideraram-se os custos do seguro e os custos de operação e manutenção em termos de percentagem da poupança anual do sistema. Admitindo uma percentagem de 7% para a operação e manutenção e 1% para o seguro tem-se:

$$\text{Custo do seguro} = 0,01 \times \text{Poupança anual do sistema} \quad (6.9)$$

$$\text{Custo OM (Operação e Manutenção)} = 0,07 \times \text{Poupança anual do sistema} \quad (6.10)$$

Tempo de Retorno de Investimento (Payback)

É um indicador muito usado na análise financeira e revela o número de anos necessários para que um investimento feito numa base inicial seja recuperado financeiramente. Por outras palavras, revela o número de anos em que é possível pagar completamente o sistema. Para cálculo do tempo de retorno de investimento basta dividir o valor do investimento pelo valor do rendimento total durante o ano analisado.

$$\text{Payback} = \frac{\text{Investimento } (O_y)}{\sum_{m=1}^{12} \text{Rendimento}(m_y)} \quad (6.12)$$

Em que:

Payback – tempo de retorno de investimento calculado durante uma determinada iteração *y* do ciclo que é dado em anos;

$\sum_{m=1}^{12} \text{Rendimento}(m_y)$ – Rendimento anual em €/ano;

Um ciclo de otimização de um *payback* procura o seu menor valor com recurso à fórmula 6.12. Para cálculo do menor *payback*, usou-se o software *Excel*. Para isso usou-se o suplemento *solver* em que os parâmetros nele colocados foram os considerados na figura 79.

Figura 79-Parâmetros usados no Solver do Excel

A função era de minimização e a função objetivo era o próprio tempo de pagamento de investimento. Sabendo que:

$$\text{Tempo de pagamento do sistema (anos)} = \frac{\text{Custo anual do sistema}}{\text{Rendimentos anuais}} \quad (6.19)$$

O tempo de pagamento do sistema para uma potência de 3kW é de aproximadamente 4 anos (3,92 anos).

Estando os rendimentos anuais dependentes da diferença entre as faturas antes e depois. Através do uso do solver o *Excel* alterou-se a célula da variável com respeito à potência fotovoltaica instalada. Chegou-se à conclusão que o menor tempo de pagamento do sistema ou *payback* era aproximadamente 3,74 Anos. Por outro lado, a potência que garantia esse tempo mínimo de pagamento do sistema em anos era de 2,86kW.

Cash-Flow e Cash-Flow Acumulado

O *cash-flow* ou fluxo de caixa diz respeito às entradas e saídas de dinheiro da empresa num determinado período. Através do *cash-flow* é possível esclarecer a saúde financeiras de uma determinada entidade. A expressão para o cálculo do cash-flow é ditada na equação 6.20.

$$\text{Cash} - \text{Flow} = \text{Receitas} - \text{Custos OM} - \text{Custo Seguro} \quad (6.20)$$

Em que:

Custos OM – são os custos de operação e manutenção definidos em termos de percentagem da receita anual do sistema;

Custo Seguro – como no caso dos custos OM é também definido em termos de percentagem da receita anual do sistema;

Obviamente que o *cash-flow* para o ano 0 é negativo, já que há uma saída monetária dada pelo investimento.

$$\text{Cash} - \text{Flow} (0) = \text{Custo total do investimento} \approx -4576\text{€}$$

Considerando o ano 1 como o segundo ano após a instalação do sistema de 3kW, tem-se:

$$\text{Cash} - \text{Flow} (1) = \text{Receitas Ano}(1) - \text{Custo do Seguro Ano}(1) - \text{Custos OM Ano}(1)$$

$$\text{Cash} - \text{Flow} (1) = 1109,7\text{€} - 77,68\text{€} - 11,09\text{€} \approx 1020\text{€}$$

Por outro lado, o *cash-flow* acumulado é a soma dos *cash-flow* anuais correspondendo aos movimentos monetários de uma instalação. A diferença em relação ao *cash-flow* simples é que os movimentos são medidos ao longo de todo o tempo de vida útil do projeto e não apenas ao longo do ano.

$$\text{Cash} - \text{Flow Acumulado} = \sum \text{Cash} - \text{Flow} (n - 1) + \text{Cash} - \text{Flow} (n) \quad (6.21)$$

Em que:

Cash - Flow ($n - 1$) – corresponde ao *cash-flow* do ano anterior;

Cash - Flow (n) – corresponde ao *cash-flow* do ano presente;

Para se ter ideia do fluxo monetário que o projeto acarreta, apresentar-se-ão quatro imagens correspondendo aos *cash-flow* de anos diferentes.

Tabela 11-Fluxos Anos 0 e 1

| Ano | 0 | 1 |
|---------------------------------|------------|-------------|
| Custos de operação e manutenção | 13,44 | 77,68 |
| Custos do seguro | 1,92 | 11,09766997 |
| Cash-Flow | - 4 800,00 | 1 020,99 |
| Cash-Flow Acumulado | - 4 800,00 | - 3 779,01 |

Tabela 12-Fluxos Anos 2 3 4 e 5

| 2 | 3 | 4 | 5 |
|----------------|--------------|----------|----------|
| 76,90 € | 76,11 € | 75,33 € | 74,54 € |
| 10,99 € | 10,87 € | 10,76 € | 10,65 € |
| 1 010,67 € | 1 000,36 € | 990,05 € | 979,73 € |
| - 2 768,34 € - | 1 767,98 € - | 777,94 € | 201,80 € |

Tabela 13-Fluxos Anos 6 7 8 e 9

| 6 | 7 | 8 | 9 |
|------------|------------|------------|------------|
| 73,76 € | 72,98 € | 72,19 € | 71,41 € |
| 10,54 € | 10,43 € | 10,31 € | 10,20 € |
| 969,42 € | 959,11 € | 948,79 € | 938,48 € |
| 1 171,22 € | 2 130,33 € | 3 079,12 € | 4 017,60 € |

Apenas a partir do ano (tabela11) é que se começa a ver o fluxo de caixa acumulado positivo. Caso se usasse o sistema mais rentável possível (2,86kW), o fluxo de caixa acumulado já seria positivo no ano 4, ou seja, ao quarto ano o sistema já estaria a ser rentável.

Valor Atual Líquido (VAL)

O dinheiro não vale sempre o mesmo. Como um dado investimento gera um determinado cash-flow futuramente, é preciso atualizar o valor dos montantes e compará-los com o valor do investimento. O VAL apresenta uma fórmula de cálculo capaz de calcular o valor presente de futuros pagamentos que são descontados a uma dada taxa de juros, menos o custo que o investimento custa inicialmente. É então, um tipo de estudo financeiro que retorna o valor futuro do dinheiro, tendo em conta as características monetárias presentes.

Geralmente, um projeto pode ser escolhido com base na percentagem obtida para o Valor atual líquido. Uma percentagem positiva indica a viabilidade do projeto. Caso o utilizador possua vários projetos em vista, uma das formas de escolher aquele com maior retorno, será ver qual desses investimentos apresenta um valor atual líquido mais alto. Para um momento inicial num único investimento pode-se calcular o valor atual líquido através da expressão 6.22.

$$Valor\ Atual\ Líquido\ (VAL) = \sum_{K=1}^n \frac{Cash - Flow\ (período\ presente)}{(1 + j)^k} - I$$

Em que:

j – taxa de atualização (%);

I – Valor inicial do investimento (€);

Calculou-se o VAL com uma taxa de atualização j de 2,5%. A tabela 13 retrata o resultado obtido.

Tabela 14-Valor atual líquido obtido para o projeto

| | |
|-----|--------------|
| | 0 |
| | 13,44 I |
| | 1,92 I |
| | - 4 800,00 I |
| | - 4 800,00 I |
| VAL | 11 723,94 I |

O valor atual líquido calculado é positivo, indicando a viabilidade evidente do projeto fotovoltaico de 3kW.

Taxa interna de rentabilidade (TIR)

A taxa interna de rentabilidade indica qual a taxa mais elevada que um dado grupo ou entidade pode adotar para um empréstimo de financiamento de um projeto, sem, que com isso, perca dinheiro. Por outras palavras, a taxa interna de rentabilidade representa uma taxa de juro tal, que se o capital investido tivesse sido a colocado a essa taxa, obter-se-ia exatamente a mesma taxa de rentabilidade final. Representa, igualmente, uma taxa, que se utilizada como taxa de desconto, torna o valor atual líquido igual a 0. A expressão 6.23 indica o cálculo desta taxa interna.

$$\sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+t)^i} = 0 \quad (6.23)$$

Em que:

CF_i – cash-flow no ano i ;

t – taxa interna de rentabilidade;

Para o cálculo da taxa interna de rentabilidade, usou-se a função TIR do Excel que, como parâmetros, apenas necessita de valor do cash-flow (deverá conter valores positivos e negativos). O resultado obtido foi de 19,8%. Para o cálculo do TIR em EXCEL, os argumentos usados para a função corresponderam à linha do cash-flow durante os 20 anos.

6.2.2 - Conclusão da Viabilidade Financeira

Começando por analisar o *payback*, sabe-se que este é uma unidade indispensável no estudo financeiro, já que indica o ponto ou o momento em que a entidade começa a ter um negócio que lhe é rentável. Da análise dos resultados obtidos, percebe-se que esse momento se encontra um pouco abaixo dos 4 anos (3,92 anos) usando uma potência instalada de 3Kw. Essa mesma potência não difere muito da potência que garante um tempo de pagamento do sistema mínimo (2,86kW). Assim se percebe que instalando uma potência de 3kW, assumindo que o custo de um sistema fotovoltaico ligado à rede é 1,6€/Wp, é possível pagar completamente o sistema em aproximadamente 4 anos, o que se traduz num *payback* muito aceitável.

Relativamente à taxa interna de rentabilidade (TIR), o seu valor positivo obtido (19,8%) indica que a rentabilidade do projeto é grande. Muitas empresas utilizam uma TIR superior a 15 % pois referem que essa percentagem inclui o custo médio ponderado dos capitais que foram investidos, contendo uma taxa de retorno adicional que suporta o risco desse mesmo projeto.

O elevado valor atual líquido (11723 euros) indica a viabilidade financeira do projeto. O VAL é basicamente a soma de todos os fluxos de caixa atualizados para o momento presente. É igual ao investimento (negativo) mais a soma de todos os lucros anuais. No entanto, não se pode simplesmente adicionar todos os fluxos de lucro, pelo fato de ocorrerem em diferentes

períodos de tempo. Usando uma taxa desconto, calcula-se o valor dos fluxos de caixa no momento presente. Como o resultado final é positivo, o projeto é claramente rentável.

Capítulo 7

Conclusões e trabalhos futuros

7.1- Conclusões retiradas do projeto

O autoconsumo fotovoltaico pode ser visto como uma solução rentável, a partir do momento em que o cliente sabe quais as necessidades que pretende ver resolvidas. Um sistema fotovoltaico ligado à rede irá sempre diminuir a fatura energética do cliente, contudo é fundamental o estudo financeiro do sistema. Muitas vezes existe abaixamento, mas o sistema não é rentável financeiramente, ou porque dá pouco lucro ou então porque tem um *payback* demasiado alto (necessários muitos anos para pagar completamente o sistema).

Constata-se que a proposta a apresentar (3kW) é economicamente viável, uma vez que surte efeitos satisfatórios na redução das despesas, mas também porque possui um *payback* relativamente baixo. Por outro lado, apresenta rentabilidade a longo prazo como se comprova pelos valores das variáveis financeiras (VAR e TIR).

O dimensionamento de um sistema desta natureza começa com a correta recolha da radiação incidente. Apesar, de muitas vezes, não existirem argumentos financeiros para obtenção de equipamentos que meçam com precisão a radiação, conclui-se que softwares gratuitos, como o PVGIS e o PVSYST, são excelentes alternativas para obtenção desses valores. Um projeto desta dimensão requer uma correta recolha e organização dos dados.

Vale dizer que, o fato desta dissertação ter sido realizada no âmbito de um projeto real, ajudou a perceber o modo de implementação do sistema com ligação à rede e sem remuneração por parte da mesma. Com este trabalho prático, comprova-se o que já se sabia. Um sistema fotovoltaico, quando bem dimensionado, é uma excelente alternativa na redução de custos energéticos. A energia solar apresenta-se como uma forma limpa de energia ao contrário dos combustíveis fósseis. O fato de a eletricidade em Portugal ser cara e o abaixamento dos custos associados à tecnologia fotovoltaica, tornam a energia solar uma grande alternativa e com grande margem de crescimento futuro. A produção de energia elétrica, com recurso a fontes renováveis, permite a descentralização da produção, já que a energia produzida é, igualmente, consumida nos locais de produção, permitindo a redução de problemas relativos a fiabilidade e perdas no transporte de energia.

7.2 - Trabalhos futuros

Como já referido, futuramente, poder-se-á adotar um sistema de maiores dimensões. O espaço disponível para acomodação de novas unidades de produção e os eventuais lucros apresentados por esta primeira proposta inicial de 3Kw poderão resultar na implementação de uma nova unidade de autoconsumo. Para esta unidade, querer-se-á, também, resultados lucrativos com base na escolha de bons equipamentos a nível de qualidade/preço.

Como na base desta dissertação se encontra a racionalização de energia, existem aspetos relativos às instalações do lar passíveis de serem melhorados. Essas melhorias passam pela troca de arcas frigoríficas (algumas delas com mais de 15 anos de idade) e advertimento no correto uso das máquinas de lavar. No caso das arcas, o consumo que acarretam é elevado, uma vez que estão constantemente a ser usadas. No caso das máquinas de lavar roupa, apesar do pouco tempo de uso, a potência estipulada destes equipamentos é muito grande, resultando em grandes potências ativas consumidas no pouco período que estão a funcionar.

Referências

- [1]. Expresso. Consumo de combustíveis fósseis em Portugal recuou no ano Passado, Março 2017. URL: <http://expresso.sapo.pt/economia/2017-03-03-Consumo-de-combustiveis-fosseis-em-Portugal-recuou-no-ano-passado> (visitado a 24/2/2018)
- [2] Jornal de Negócios. Revolução solar com investimentos de 500 milhões, Maio 2017. URL: <http://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/revolucao-solar-com-investimentos-de-500-milhoes> (visitado a 24/2/2018)
- [3] Observador. Cimeira de Lima criou condições para “acordo climática abrangente” em 2015, afirmou Moreira da Silva, Dezembro 2014. URL: <http://observador.pt/2014/12/14/cimeira-de-lima-criou-condicoes-para-acordo-climatico-abrangente-em-2015-afirmou-moreira-da-silva/> (visitado a 24/2/2018)
- [4] Direção Nacional da Quercus. Quercus. Solar fotovoltaico ainda representa menos de 4% da capacidade instalada para produção de energia renovável em Portugal, Setembro 2017. URL: <http://www.quercus.pt/comunicados/2017/setembro/5364-solar-fotovoltaico-ainda-representa-menos-de-4-da-capacidade-instalada-para-producao-de-energia-renovavel-em-portugal> (visitado a 24/2/2018)
- [5] Portal Energia. Portugal terá 14 novas centrais solares fotovoltaicas, Outubro 2017. URL: <https://www.portal-energia.com/portugal-novas-centrais-solares-fotovoltaicas/> (visitado a 24/2/2018)
- [6] Economia. Dependência de Portugal da energia comprada lá fora atinge 2º melhor valor da década, Junho 2017. URL: <http://expresso.sapo.pt/economia/2017-06-30-Dependencia-de-Portugal-da-energia-comprada-la-fora-atinge-2-melhor-valor-da-decada> (visitado a 24/2/2018)
- [7] Europeia, C. (2014). Compreender as políticas da União Europeia. *FEuropa 2020G: a estratégia europeia de crescimento*.
- [8] APREN. Balanço da produção de eletricidade de Portugal Continental (Janeiro a Dezembro de 2017), Janeiro 2018. URL: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao> (visitado a 24/2/2018)
- [9] Agro-Natural, O. M., Capítulo, I., & Agro-Climáticos, R. Nota de Apresentação.

- [10] Portal Energia. Principais tipos de células fotovoltaicas constituintes de painéis solares Novembro 2011. URL: <https://www.portal-energia.com/principais-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-constituientes-de-paineis-solares/> (visitado a 24/2/2018)
- [11] Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G., & Vitelli, M. (2017). *Power electronics and control techniques for maximum energy harvesting in photovoltaic systems*. CRC press.
- [12] LEE. Orientação e Inclinação os módulos. URL: http://e-lee.ist.utl.pt/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereSolaire/Dimensionnement/EnergieSolRecup/energie_1.htm (visitado a 24/2/2018)
- [13] Carlos Resende. SHAREENERGY.O que é o inversor e qual a sua função em um sistema fotovoltaico?, Novembro 2017. URL: <http://shareenergy.com.br/o-que-e-o-inversor-e-como-ele-funciona/> (visitado a 24/2/2018)
- [14] Energia Solar. Acumuladores de Energia, Abril 2016. URL: <https://pt.solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/instalacoes-autonomas/acumuladores-eletricos> (visitado a 24/2/2018)
- [15] CERTIEL. Cálculo do comprimento máximo, em metros, dos condutores das entradas das instalações individuais, em função da corrente de serviço e das secções normalizadas dos condutores e cabos, Setembro 2009. URL: https://www.certiel.pt/c/document_library/get_file?uuid=132c2f11-b8c7-4ca1-92a9-c24cf2f2168d&groupId=10100 (visitado a 24/2/2018)
- [16] EconomistT. Pricing Sunshine, Dezembro 2012. URL: <https://www.economist.com/blogs/graphicdetail/2012/12/daily-chart-19> (visitado a 24/2/2018)
- [17] Bárbara Silva. Energia solar atrai investimentos milionários para os próximos anos. Diário de Notícias, Março de 2017. URL: <https://www.dn.pt/dinheiro/interior/energia-solar-atrai-investimentos-milionarios-para-os-proximos-anos-5705639.html> (visitado a 24/2/2018)
- [18] Alagador. IV-Curvas características das células fotovoltaicas. Fevereiro 2012. URL: <http://alagador.tripod.com/4.htm> (visitado a 24/2/2018)
- [19] Maibach, E., Myers, T., & Leiserowitz, A. (2014). Climate scientists need to set the record straight: There is a scientific consensus that human-caused climate change is happening. *Earth's Future*, 2(5), 295-298.
- [20] Carneiro, J. A. (2010). Semicondutores: modelo matemático da célula fotovoltaica. *Monografia*.

- [21] de Sousa, J. M. T., & Pereira, D. A. (2011). Funcionamento e Aplicação de Células Fotovoltaicas de Terceira Geração.
- [22] Pina, J. A. M. D. (2013). *Optimização de células fotovoltaicas* (Master's thesis).
- [23] Hecktheuer, L. A. (2001). Análise de associações de módulos fotovoltaicos.
- [24] Macêdo, W. N. (2006). *Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)* (Doctoral dissertation, Universidade de São Paulo).
- [25] Freitas, S. S. A. (2008). *Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos* (Doctoral dissertation, Instituto Politécnico de Bragança, Escola Superior de Tecnologia e de Gestão).
- [26] Saraiva, J. P. T. (2000). dimensionamento e protecção de canalizações eléctricas em baixa tensão. *Secção económica*.
- [27] Carneiro, J. A. (2009). Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.
- [28] Azevedo, A. I. A. (2016). Aspetos técnicos de dimensionamento de instalações elétricas integrando sistema de auto-produção distribuídos.
- [29] Lopes da Silva, M., & Albino Fontes, A. (2005). Discussão sobre os critérios de avaliação económica: valor presente líquido (VPL), valor anual equivalente (VAE) e valor esperado da terra (VET). *Revista Árvore*, 29(6).
- [30] TIR, V. (1977). Contabilidade gerencial.
- [31] Moreira, M. F. T., Martins, J. S., & Afonso, J. L. (2004). Medidas reguladoras, normas e legislação portuguesa aplicável às energias renováveis e sugestões.
- [32] Costa, P. C. (2013). *Auditorias Energéticas de acordo com o DL 34/2011 no âmbito da instalação de sistemas de minigeração solar fotovoltaica (Projeto em Colaboração com a empresa SINERGIAE)* (Master's thesis).
- [33] Freire, R. N. (2011). Análise de viabilidade de Projectos de minigeração Fotovoltaica.
- [34] Pereira, P. F. M. (2015). A produção fotovoltaica em Portugal-análise da legislação em vigor e do custo/benefício
- [35] Rashid, Muhammad H., (1988). Power Eletronics Handbook Third Edition.
- [36] Rampinelli, G. A., & Krenzinger, A. (2006). Efeito do Sombreamento em Células de uma Associação de Módulos Fotovoltaicos Conectados à Rede. *Avances em Energías Renovables y Medio Ambiente*, 10, 17-24.
- [37] AL-JUBOORI, S. S. Stand-Alone Photovoltaic System.

[38] Machado, C. T., & Miranda, F. S. (2014). Energia Solar Fotovoltaica: uma breve revisão. *Revista Virtual de Química*, 7(1), 126-143.

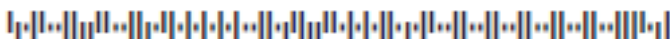
[39] Nahar, N. M., & Gupta, J. P. (1990). Effect of dust on transmittance of glazing materials for solar collectors under arid zone conditions of India. *Solar & wind technology*, 7(2-3), 237-243.

Anexo A

Fatura Exemplo



S701BB597198727034



Assoc De Trab E Reform Da Pt

~~Assoc De Trab E Reform Da Pt~~

Porto

~~Assoc De Trab E Reform Da Pt~~ Porto

DATA DE EMISSÃO

09/03/2017

PERÍODO DE FATURAÇÃO

10/02/2017 a 09/03/2017

CÓDIGO PONTO ENTREGA ELETRICIDADE

PT0002000107175555VC

CONTACTOS

www.energia.edp.pt

ATENDIMENTO COMERCIAL

808 500 808 (11h às 20h/dias úteis)

comercial.pmes@edp.pt

ASSISTÊNCIA TÉCNICA

800 506 506 (24h por dia)

NÚMERO DA FATURA

11170000179677

Total a pagar:
(ELETRICIDADE)

4.541,17 €

DATA LIMITE DE PAGAMENTO

17/04/2017

DADOS DO CONTRATO

Titular do Contrato: Assoc De Trab E Reform Da Pt

Número de Conta: ~~55455527~~Número ID. Fiscal: ~~508701600~~Contacto Telefónico: ~~22222222~~

COBRANÇA POR DÉBITO DIRETO

BANCO Caixa - Geral de Depósitos, SA

IBAN: ~~PT50 0001 0001 0001 0001 0001 0001~~MANDATO: ~~74 2222 2222~~IDENT. DO CREDOR (IC): ~~PT50 0001 0001 0001 0001 0001 0001~~

RESUMO DE FATURAÇÃO

Recebemos a certificação
de Gestão de Qualidade

A nossa dedicação ao cliente foi reconhecida com diversos prémios e certificações.

Conheça-os em
energia.edp.pt



Eletricidade


VALORIZAÇÃO
(s/ IVA)

| | | |
|-------------------------------------|-------------------|------------|
| Energia Ativa | 2.969,82 € | 23% |
| Redes | 695,45 € | 23% |
| Obrigações Tributárias (exceto IVA) | 24,28 € | 23% |
| Obrigações Tributárias (exceto IVA) | 2,85 € | 6% |
| Total a Pagar (antes de IVA) | 2,85 € | 6% |
| Total a Pagar (antes de IVA) | 3.689,55 € | 23% |

RESUMO IVA

| TAXA | VALORIZAÇÃO (s/ IVA) | VALORIZAÇÃO (IVA) | VALORIZAÇÃO (c/ IVA) |
|----------------------|-------------------------|----------------------|-------------------------|
| IVA a 6% | 2,85 € | 0,17 € | 3,02 € |
| IVA a 23% | 3.689,55 € | 848,60 € | 4.538,15 € |
| Total a Pagar | 3.692,40 € | 848,77 € | 4.541,17 € |

DETALHES DA FATURA

|  Eletricidade | Período a Faturar | | Quantidades (kWh/kVAh/kW) | Preço Unit. | Nº Dias | % IVA | Valorização (s/IVA) |
|--|-------------------|------------|------------------------------|-------------|---------|-------|------------------------|
| | Data início | Data fim | | | | | |
| Energia Ativa | | | | | | | 2.969,82 € |
| Super Vazio (SV) | 10/02/2017 | 09/03/2017 | 3.906,0000 | 0,090700 € | | 23% | 354,27 € |
| Vazio Normal (VN) | 10/02/2017 | 09/03/2017 | 5.696,0000 | 0,094400 € | | 23% | 537,70 € |
| Ponta (P) | 10/02/2017 | 09/03/2017 | 3.878,0000 | 0,154900 € | | 23% | 600,70 € |
| Cheia (C) | 10/02/2017 | 09/03/2017 | 10.454,0000 | 0,141300 € | | 23% | 1.477,15 € |
| Redes | | | | | | | 695,45 € |
| Potência Contratada | 10/02/2017 | 09/03/2017 | 85,0000 | 0,043167 € | 28 | 23% | 102,74 € |
| Potência Horas de Ponta | 10/02/2017 | 09/03/2017 | 34,6250 | 0,611276 € | 28 | 23% | 592,63 € |
| Reativa Fornecida no vazio (Vz) | 10/02/2017 | 09/03/2017 | 3,0000 | 0,026400 € | | 23% | 0,08 € |
| Obrigações Tributárias (exceto IVA) | | | | | | | 27,13 € |
| Imposto sobre Cons. Eletricidade | 10/02/2017 | 09/03/2017 | 23.934,0000 | 0,001000 € | | 23% | 23,93 € |
| Contribuição Áudio-Visual | 10/02/2017 | 09/03/2017 | 1,0000 | 2,850000 € | | 6% | 2,85 € |
| Taxa Exploração DGE | 10/01/2017 | 09/02/2017 | 1,0000 | 0,350000 € | | 23% | 0,35 € |
| Total (antes de IVA a 6%) | | | | | | 6% | 2,85 € |
| Total (antes de IVA a 23%) | | | | | | 23% | 3.689,55 € |
| Total (antes de IVA) | | | | | | | 3.692,40 € |

INFORMAÇÃO ADICIONAL

i) O Total da fatura inclui os encargos relativos ao Acesso às Redes no valor de € 1865,10, antes de IVA (valor independente do comercializador). ii) Os custos de interesse económico geral (CIEG) incluídos no Acesso às Redes correspondem a € 1025,80, antes de IVA. Este valor é calculado com base nos factores estabelecidos pela ERSE e diferenciados por tipo de fornecimento MAT, AT, MT, BTE e BTN.

QUADRO GERAL DE LEITURAS E CONSUMOS DO PERÍODO (10/02/2017 a 09/03/2017)

| Nº CONTADOR 35049645 | PERÍODO ATIVO | | LEITURAS | | DIFERENÇAS LEITURAS | FACTOR MULTIP. | CONS. REGISTADO (kWh/kVAh/kW) |
|---------------------------|---------------|-------|----------|---------|------------------------|-------------------|----------------------------------|
| | Início | Fim | Início | Fim | | | |
| Elementos Medidos | | | | | | | |
| Energ. Ativa Super Vazio | 10/02 | 09/03 | 180.036 | 183.942 | 3.906 | 1,00 | 3.906,00 |
| Energ. Ativa Vazio Normal | 10/02 | 09/03 | 285.298 | 290.994 | 5.696 | 1,00 | 5.696,00 |
| Energ. Ativa Ponta | 10/02 | 09/03 | 241.284 | 245.162 | 3.878 | 1,00 | 3.878,00 |
| Energ. Ativa Cheia | 10/02 | 09/03 | 608.826 | 619.280 | 10.454 | 1,00 | 10.454,00 |

Data da última leitura real: 09/03/2017

HISTÓRICO DE CONSUMOS



Consumo médio dos últimos 12 meses: 688,42 kWh

Dados do período faturado

- Consumo médio diário: 854,79 kWh
- Potência Tomada: 73,00
- Fator de Potência: 0,99

FONTES DE ENERGIA

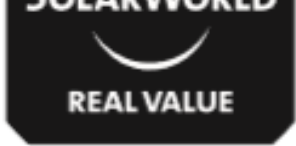
| | |
|--------------------------|--------|
| Outras | 5,70% |
| Outras fontes renováveis | 8,00% |
| Cogeração Fóssil | 8,80% |
| Gas Natural | 10,40% |
| Eólica | 20,90% |
| Hídrica | 21,70% |
| Carvão | 24,50% |

Emissão de CO2 associada aos consumos de energia desta fatura: *7.397,76 Kg
 Saiba mais no canal empresas no sítio www.energia.edp.pt ou em www.erse.pt.
 A informação apresentada corresponde ao mix anual de fontes de energia do ano 2016. O valor é negativo quando é acerto de faturas anteriormente emitidas.

Anexo B

Painel Fotovoltaico Escolhido

Sunmodule Plus SW 260 poly



COMPORTAMIENTO BAJO CONDICIONES ESTÁNDAR DE PRUEBA (STC*)

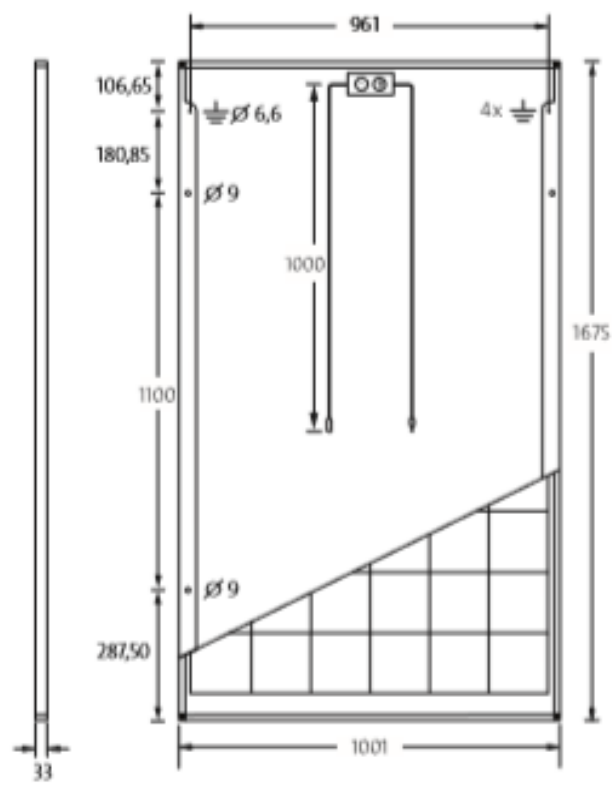
| | | SW 260 |
|--|-----------|---------|
| Potencia en el punto de máx. potencia | P_{max} | 260 Wp |
| Tensión en vacío | U_{oc} | 38,4 V |
| Tensión a potencia máxima | U_{mp} | 31,4 V |
| Corriente de cortocircuito | I_{sc} | 8,94 A |
| Corriente a potencia máxima | I_{mp} | 8,37 A |
| Coefficiente de rendimiento del módulo | η_m | 15,51 % |

Tolerancia de medición (P_{max}) de acuerdo con TÜV Rheinland: +/- 2% (TÜV Power controlled) *STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

COMPORTAMIENTO A 800 W/m², NOCT, AM 1.5

| | | SW 260 |
|---------------------------------------|-----------|----------|
| Potencia en el punto de máx. potencia | P_{max} | 192,4 Wp |
| Tensión en vacío | U_{oc} | 34,8 V |
| Tensión a potencia máxima | U_{mp} | 28,5 V |
| Corriente de cortocircuito | I_{sc} | 7,35 A |
| Corriente a potencia máxima | I_{mp} | 6,76 A |

Ligera reducción de la eficiencia en el comportamiento con carga parcial a 25°C: A 200 W/m² se alcanza el 97 % (+/- 3 %) de la eficiencia bajo condiciones estándar de prueba (1000 W/m²).



MATERIALES EMPLEADOS

| | |
|----------------------|-----------------------------|
| Células por módulo | 60 |
| Tipo de célula | policristalino |
| Medidas de la célula | 156 mm x 156 mm |
| Lado delantero | vidrio reforzado (EN 12150) |
| Lado trasero | película, blanca |
| Marco | aluminio anodizado plata |
| Caja de conexión | IP65 |
| Conector | H4 |

DIMENSIONES

| | |
|----------|---------|
| Longitud | 1675 mm |
| Ancho | 1001 mm |
| Altura | 33 mm |
| Peso | 18,0 kg |

PARÁMETROS TÉRMICOS CARACTERÍSTICOS

| | |
|-------------|-----------|
| NOCT | 46 °C |
| TK I_{sc} | 0,051 %/K |
| TK U_{oc} | -0,31 %/K |
| TK P_{mp} | -0,41 %/K |

PARÁMETROS TÉRMICOS CARACTERÍSTICOS

| | |
|-------------------------------------|-----------------|
| Clasificación de la potencia | -0 Wp / +5 Wp |
| Tensión máxima del sistema clase II | 1000 V |
| Carga máxima de corriente inversa | 25 A |
| carga adicional / carga din. | 5,4 / 2,4 kN/m² |
| Cantidad de diodos de bypass | 3 |
| Temperatura de servicio admisible | -40°C bis +85°C |



Anexo C

Inversor Escolhido



Flexible

- Broad input voltage range
- Integrated WLAN and Speedwire/ Webconnect interface with Webconnect function
- Wired or wireless communication

Communicative

- New communication concept with integrated web server
- System data monitoring possible via WebUI on all smartphones and tablets
- Pulsating LED

Future-Proof

- OptiTrack Global Peak
- Maintenance free, thanks to convection cooling
- Zero feed-in ready
- Direct SMA Energy Meter connection

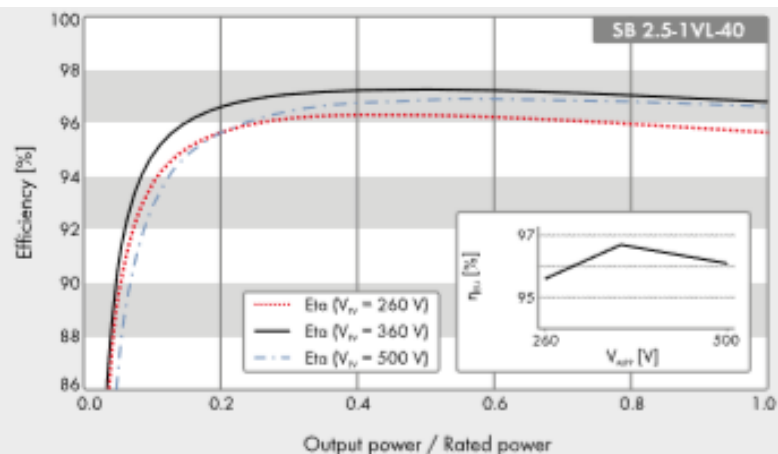
Easy to Use

- SUNCLIX DC plugin system
- Easy installation, low weight and size, transformerless
- Easy commissioning via WebUI

SUNNY BOY 1.5 / 2.5

The new standard for small PV systems

The new Sunny Boy 1.5 / 2.5 is the perfect inverter for customers with small PV systems. Thanks to its broad input voltage range of 80 V to 600 V, its versatility, flexibility in module compatibility and low weight for easy installation are impressive. After smooth commissioning via WebUI, the Sunny Boy 1.5 / 2.5 is ideal for local monitoring via the device's own wireless home network or for online monitoring with Sunny Portal or Sunny Places.



● Standard features ○ Optional – Not available

Data at nominal conditions

Last revision: December 2015

Technical Data

Input (DC)

| |
|--|
| Max. DC power [at $\cos \varphi = 1$] |
| Max. input voltage |
| MPP voltage range |
| Rated input voltage |
| Min. input voltage / initial input voltage |
| Max. input current |
| Max. input current per string |
| Number of independent MPP inputs / strings per MPP input |

Output (AC)

| |
|--|
| Rated power (at 230 V, 50 Hz) |
| Max. apparent AC power |
| Nominal AC voltage |
| Nominal AC voltage range |
| AC power frequency/range |
| Rated power frequency/rated grid voltage |
| Max. output current |
| Power factor at rated power |
| Adjustable displacement power factor |
| Feed-in phases/connection phases |

Efficiency

| |
|--|
| Max. efficiency / European weighted efficiency |
|--|

Protective Devices

| |
|--|
| DC-side disconnection point |
| Ground fault monitoring / grid monitoring |
| DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated |
| All-pole sensitive residual-current monitoring unit |
| Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1) |
| Reverse current protection |

General Data

| |
|--|
| Dimensions [W / H / D] |
| Weight |
| Operating temperature range |
| Noise emission, typical |
| Self-consumption (at night) |
| Topology |
| Cooling method |
| Degree of protection (according to IEC 60529) |
| Climatic category (according to IEC 60721-3-4) |
| Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing) |

Sunny Boy 1.5

| |
|----------------|
| 1600 W |
| 600 V |
| 160 V to 500 V |
| 360 V |
| 50 V / 80 V |
| 10 A |
| 10 A |
| 1 / 1 |

Sunny Boy 2.5

| |
|----------------|
| 2650 W |
| 600 V |
| 260 V to 500 V |
| 360 V |
| 50 V / 80 V |
| 10 A |
| 10 A |
| 1 / 1 |

| |
|-------------------------------------|
| 1500 W |
| 1500 VA |
| 220 V / 230 V / 240 V |
| 180 V to 280 V |
| 50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz |
| 50 Hz / 230 V |
| 7 A |
| 1 |
| 0.8 overexcited to 0.8 underexcited |
| 1 / 1 |

| |
|-------------------------------------|
| 2500 W |
| 2500 VA |
| 220 V / 230 V / 240 V |
| 180 V to 280 V |
| 50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz |
| 50 Hz / 230 V |
| 11 A |
| 1 |
| 0.8 overexcited to 0.8 underexcited |
| 1 / 1 |

97.2 % / 96.1 %

97.2 % / 96.7 %

| |
|--------------|
| ● |
| ● / ● |
| ● / ● / - |
| ● |
| I / III |
| Not required |

| |
|--------------|
| ● |
| ● / ● |
| ● / ● / - |
| ● |
| I / III |
| Not required |

| |
|---|
| 460 / 357 / 122 mm (18.1 / 14.1 / 4.8 inches) |
| 9.2 kg (20.3 lbs) |
| -40 °C to +60 °C (-40 °F to +140 °F) |
| <25 dB |
| 2.0 W |
| Transformerless |
| Convection |
| IP65 |
| 4K4H |
| 100 % |

| |
|---|
| 460 / 357 / 122 mm (18.1 / 14.1 / 4.8 inches) |
| 9.2 kg (20.3 lbs) |
| -40 °C to +60 °C (-40 °F to +140 °F) |
| <25 dB |
| 2.0 W |
| Transformerless |
| Convection |
| IP65 |
| 4K4H |
| 100 % |

Anexo D

**Simulação obtida no PVSYST para
uma potência instalada de 3kW**

Grid-Connected System: Simulation parameters

| | | | | | |
|---|--|---------------------------------|----------------------------------|--------------------|------------------|
| Project : | | Grid-Connected Project at Porto | | | |
| Geographical Site | | Porto | | Country | Portugal |
| Situation Time defined as | | Latitude | 41.13° N | Longitude | -8.60° W |
| | | Legal Time | Time zone UT | Altitude | 54 m |
| | | Albedo | 0.20 | | |
| Meteo data: | | Porto | MeteoNorm 7.1 - Synthetic | | |
| Simulation variant : New simulation variant | | | | | |
| | | Simulation date | 22/01/18 20h17 | | |
| Simulation parameters | | | | | |
| Collector Plane Orientation | | Tilt | 28° | Azimuth | 0° |
| Models used | | Transposition | Perez | Diffuse | Perez, Meteonorm |
| Horizon | | Free Horizon | | | |
| Near Shadings | | No Shadings | | | |
| PV Array Characteristics | | | | | |
| PV module | | Si-poly | Model Sunmodule Plus SW 260 poly | | |
| Original PVsyst database | | Manufacturer | SolarWorld | | |
| Number of PV modules | | In series | 12 modules | In parallel | 1 strings |
| Total number of PV modules | | Nb. modules | 12 | Unit Nom. Power | 260 Wp |
| Array global power | | Nominal (STC) | 3120 Wp | At operating cond. | 2790 Wp (50°C) |
| Array operating characteristics (50°C) | | U mpp | 333 V | I mpp | 8.4 A |
| Total area | | Module area | 20.1 m² | | |
| Inverter | | | | | |
| Original PVsyst database | | Model | 3 kWac inverter | | |
| Characteristics | | Manufacturer | Generic | | |
| | | Operating Voltage | 125-440 V | Unit Nom. Power | 3.00 kWac |
| Inverter pack | | Nb. of inverters | 1 units | Total Power | 3.0 kWac |
| PV Array loss factors | | | | | |
| Thermal Loss factor | | Uc (const) | 20.0 W/m²K | Uv (wind) | 0.0 W/m²K / m/s |
| Wiring Ohmic Loss | | Global array res. | 672 mOhm | Loss Fraction | 1.5 % at STC |
| Module Quality Loss | | | | Loss Fraction | -0.5 % |
| Module Mismatch Losses | | | | Loss Fraction | 1.0 % at MPP |
| Incidence effect, ASHRAE parametrization | | IAM = | 1 - bo (1/cos i - 1) | bo Param. | 0.05 |
| User's needs : | | Unlimited load (grid) | | | |

Grid-Connected System: Main results

Project : Grid-Connected Project at Porto

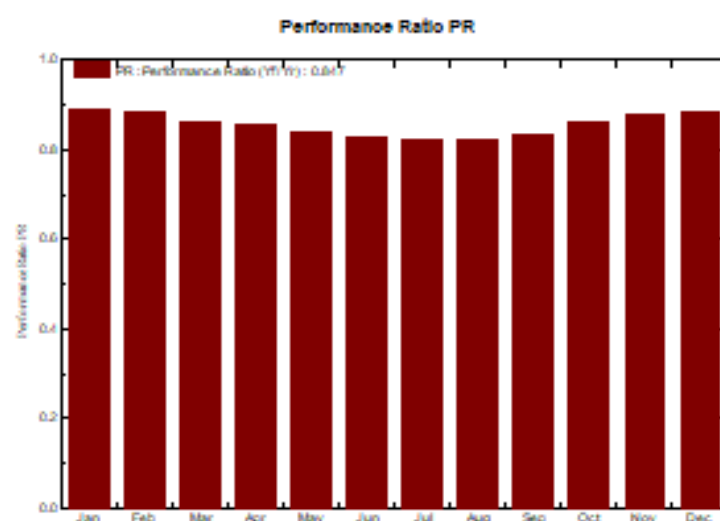
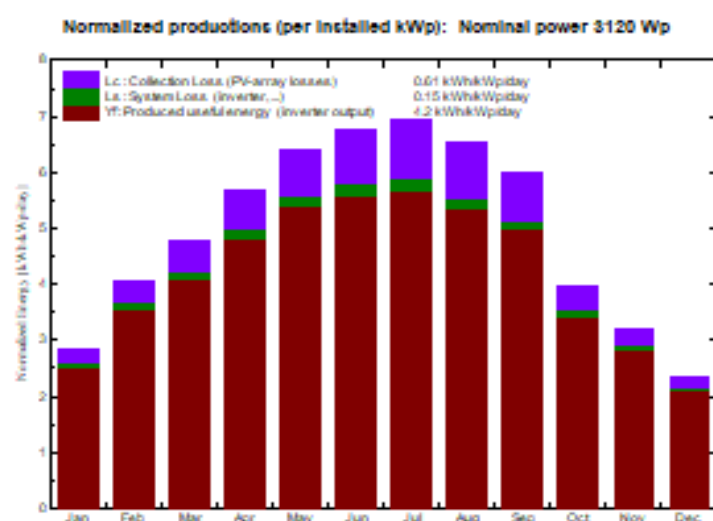
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters

| | | | | |
|----------------------|-----------------------|----------------------------|------------|----------------|
| PV Field Orientation | tilt | 28° | azimuth | 0° |
| PV modules | Model | Sunmodule Plus SW 260 poly | | 260 Wp |
| PV Array | Nb. of modules | 12 | Pnom total | 3120 Wp |
| Inverter | Model | 3 kWac inverter | Pnom | 3000 W ac |
| User's needs | Unlimited load (grid) | | | |

Main simulation results

| | | | | |
|-------------------|-----------------------------|----------------------|----------------|-------------------|
| System Production | Produced Energy | 4782 kWh/year | Specific prod. | 1533 kWh/kWp/year |
| | Performance Ratio PR | 84.70 % | | |



New simulation variant Balances and main results

| | GlobHor kWh/m² | DiffHor kWh/m² | T Amb °C | GlobInc kWh/m² | GlobEff kWh/m² | EArray kWh | E_Grid kWh | PR |
|-----------|-------------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------------|---------------|---------------|-------|
| January | 56.1 | 25.90 | 10.04 | 88.2 | 85.6 | 253.8 | 244.5 | 0.889 |
| February | 80.2 | 37.20 | 10.84 | 112.9 | 109.6 | 322.4 | 311.4 | 0.885 |
| March | 121.4 | 52.10 | 12.85 | 147.6 | 143.5 | 410.4 | 396.0 | 0.880 |
| April | 155.9 | 69.30 | 13.64 | 169.7 | 164.5 | 468.6 | 452.3 | 0.854 |
| May | 198.4 | 78.20 | 16.09 | 198.9 | 192.5 | 539.3 | 520.6 | 0.839 |
| June | 209.9 | 70.60 | 18.82 | 202.5 | 195.9 | 542.4 | 523.4 | 0.829 |
| July | 219.3 | 63.90 | 19.64 | 215.2 | 208.6 | 570.7 | 550.8 | 0.820 |
| August | 190.9 | 70.30 | 20.30 | 202.2 | 196.3 | 536.7 | 518.2 | 0.821 |
| September | 148.9 | 50.90 | 18.82 | 179.4 | 174.5 | 482.6 | 466.3 | 0.833 |
| October | 91.3 | 41.80 | 16.71 | 123.2 | 119.6 | 342.9 | 330.9 | 0.861 |
| November | 63.4 | 31.10 | 12.68 | 96.5 | 93.5 | 274.4 | 264.7 | 0.879 |
| December | 45.2 | 23.30 | 10.64 | 73.2 | 70.8 | 210.6 | 202.4 | 0.887 |
| Year | 1580.9 | 614.60 | 15.11 | 1809.4 | 1755.1 | 4954.8 | 4781.7 | 0.847 |

| | | | | |
|----------|---------|--------------------------------|---------|--|
| Legends: | GlobHor | Horizontal global irradiation | GlobEff | Effective Global, corr. for IAM and shadings |
| | DiffHor | Horizontal diffuse irradiation | EArray | Effective energy at the output of the array |
| | T Amb | Ambient Temperature | E_Grid | Energy injected into grid |
| | GlobInc | Global incident in coll. plane | PR | Performance Ratio |

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Grid-Connected Project at Porto

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters

| | | | | |
|----------------------|-----------------------|----------------------------|------------|----------------|
| PV Field Orientation | System type | Grid-Connected | | |
| PV modules | tilt | 28° | azimuth | 0° |
| PV Array | Model | Sunmodule Plus SW 260 poly | | 260 Wp |
| Inverter | Nb. of modules | 12 | Pnom total | 3120 Wp |
| User's needs | Model | 3 kWac inverter | Pnom | 3000 W ac |
| | Unlimited load (grid) | | | |

Loss diagram over the whole year

